

**FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK (S-1)**



**ANALISA KOORDINASI SETTING TIME RELAY ARUS  
LEBIH DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK RANDOM  
SEARCH PADA SALURAN 70 KV DI GI KEBON AGUNG**

**SKRIPSI**

**Disusun Oleh :  
IMUNG YANUAR AFFANDI  
NIM: 00.12.089**



**SEPTEMBER 2008**

REPUBLICAN POLITICAL PARTY  
CENTRAL COMMITTEE  
(1-2) NATIONAL POLITICAL CONVENTION

THE POLITICAL PARTY CONVENTION SHALL  
BE HELD AT THE UNIVERSITY OF MICHIGAN  
ANN ARBOR MICHIGAN ON THE 15TH DAY OF JULY 1954

1954

1954

REPUBLICAN POLITICAL PARTY  
CENTRAL COMMITTEE

1954

## LEMBAR PERSETUJUAN

**ANALISA KOORDINASI SETTING TIME RELAY ARUS LEBIH DENGAN  
MENGUNAKAN TEKNIK RANDOM SEARCH PADA SALURAN 70 kV DI  
GI KEBON AGUNG**

### SKRIPSI

*Disusun Untuk Melengkapi dan Memenuhi Syarat-Syarat  
Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik*

*Disusun Oleh :*

**IMUNG YANUAR AFFANDI  
NIM. 00.12.089**

**Menyetujui,  
Dosen Pembimbing I**

**Menyetujui,  
Dosen Pembimbing II**

  
**Ir. Teguh Herbasuki, MT**  
NIP.Y.1038900200

  
**Ir. Djojo Priatmono, MT**  
NIP.Y. 1018500107



**Mengetahui,  
Ketua Jurusan Teknik Elektro**

  
**Ir. F. Yudi Limpraptono, MT**  
NIP.Y.1039500274

**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

2008





INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1  
KONSENTRASI ENERGI LISTRIK

## BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

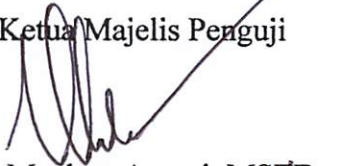
1. Nama : Imung Yanuar Affandi
2. NIM : 00.12.089
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : ANALISA KOORDINASI SETTING RELAY ARUS LEBIH DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK RANDOM SEARCH PADA SALURAN 70 KV DI GI KEBON AGUNG

Yang dipertahankan dihadapan majelis penguji skripsi jenjang strata satu (S-1) pada :

Hari : Selasa  
Tanggal : 23 september 2008  
Dengan Nilai : 76,3 (B+)

### Panitia Ujian Skripsi

Ketua Majelis Penguji


  
Ir. Mochtar Asroni, MSME  
NIP.Y. 1018100036

Sekretaris Majelis Penguji


  
Ir. F. Yudi Limpraptono, MT  
NIP.Y. 1039500274

### Anggota Penguji

Penguji Pertama

  
Ir. M. Abdul Hamid, MT  
NIP.Y. 1018800188

Penguji Kedua

  
Ir. Choirul Saleh, MT  
NIP. P.1010880190



## ABSTRAKSI

### ANALISA KOORDINASI SETTING TIME RELAY ARUS LEBIH DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK RANDOM SEARCH PADA SALURAN 70 KV DI GI KEBON AGUNG

( Imung Yanuar Affandi, Nim 00.12.089, Teknik Elektro / T.Energi Listrik S-1 )  
( Dosen Pembimbing : Ir. Teguh Herbasuki, MT & Ir. Djojo Priatmono, MT )

**Kata kunci** : Sistem Transmisi, TDS, Ip, Random Search Technique.

Permintaan akan energi listrik oleh masyarakat terus meningkat, hal ini sebanding dengan besarnya manfaat yang dirasakan dari energi listrik itu sendiri. Peningkatan tersebut harusnya ditunjang oleh peningkatan mutu kehandalan sistem tenaga listrik yang telah ada, baik itu untuk konsumen perumahan maupun industri yang mengandalkan energi listrik sebagai suplai untuk menjalankan usaha.

Daerah wilayah pelayanan GI Kebon Agung terdapat beberapa industri yang memungkinkan terjadi berbagai gangguan dalam sistem transmisi sehingga membutuhkan koordinasi pengaman relay arus lebih yang handal. Ada dua aturan tentang relay proteksi, pertama, relay harus bekerja untuk suatu kesalahan yang berada di dalam daerahnya. Kedua, relay semestinya tidak bekerja untuk suatu kesalahan di luar daerahnya, kecuali untuk mem-backup suatu pemutus kontak atau relay yang gagal bekerja. Sasaran dari koordinasi relay arus lebih dalam suatu sistem transmisi adalah untuk mencapai selektivitas tanpa mengorbankan sensitivitas dan waktu pemeriksaan kesalahan serta pengamanan gangguan yang cepat

Sasaran dari koordinasi relay proteksi dalam suatu sistem Transmisi adalah untuk mencapai selektivitas tanpa mengorbankan sensitivitas dan waktu pemeriksaan kesalahan serta pengamanan gangguan yang cepat. Hal ini mengangkat permasalahan koordinasi setting time relay arus lebih dengan menggunakan suatu optimisasi nonlinier yang berbasis teknik acak atau Random search Technique (RST) sebagai langkah untuk memperoleh koordinasi relay arus lebih yang optimal dalam sistem transmisi. Pada algoritma RST, arus kerja (Ip) dan waktu kerja relay (TDS) dari relay diberlakukan sebagai parameter optimisasi.

Pada GI Kebon Agung seting waktu relay arus lebih pada relay 4 adalah 1.308993 detik, 1 adalah 0.925795 detik, 13 adalah 1.040707 detik dan 22 adalah 1.040707 detik. Setelah melakukan optimasi menggunakan teknik RST pada relay 4 adalah 0.948411 detik, pada relay 1 adalah 0.920308 detik, pada relay 13 adalah 0.951236 detik dan pada relay 22 adalah 0.675311 detik. Dengan tercapainya nilai minimum ini dapat memberikan hasil minimum setting waktu relay sehingga memungkinkan digunakan sebagai salah satu cara dalam koordinasi setting time relay arus lebih pada GI kebonagung dan memimalkan efek gangguan yang terjadi pada saluran transmisi 70kV pada wilayah kerja UPT Malang.

## KATA PENGANTAR

Dengan mengucapkan puji syukur ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa, atas rahmat dan karunia – Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan penulisan dan penyusunan Skripsi ini. Skripsi ini bertujuan untuk memenuhi persyaratan akademik untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik di jurusan Teknik Elektro konsentrasi teknik Energi Listrik di Institut Teknologi Nasional Malang.

Atas semua bimbingan, pengarahan, dan bantuan yang telah diberikan sehingga terselesaikanya penyusunan skripsi ini, maka sepatutnya penulis menyampaikan terima kasih kepada :

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor ITN Malang
2. Bapak Ir. Mochtar Asroni, MSME, selaku Dekan FTI ITN Malang
3. Bapak Ir. F. Yudi Limpraptono, MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro S1 ITN Malang
4. Bapak Ir. Yusuf Ismail Nahkoda, MT., selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro S 1 ITN Malang
5. Bapak Ir. Teguh Herbasuki, MT., selaku Pembimbing I.
6. Bapak Ir. Djojo Priatmono, MT , selaku Pembimbing II.

Akhirnya penulis mengharapkan skripsi ini dapat berguna dan bermanfaat bagi rekan – rekan mahasiswa, khususnya pada jurusan Teknik Elektro S1 konsentrasi Teknik Energi Listrik.

Malang , September 2008

Penulis

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
LEMBAR PERSETUJUAN .....	ii
ABSTRAKSI .....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
DAFTAR ISI .....	v
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL.....	x

### BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah .....	2
1.4 Batasan Masalah .....	2
1.3 Tujuan Pembahasan .....	2
1.5 Metodologi Penelitian .....	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	3

### BAB II JENIS GANGGUAN DAN PENGGUNAAN RELAY ARUS LEBIH

2.2 Perlindungan Sistem Transmisi .....	5
2.1 Sistem Transmisi .....	5
2.3. Fungsi Relay Pengaman .....	8
2.4. Daerah Pengamanan .....	8
2.5. Syarat-Syarat Relay .....	9
2.6. Jenis Gangguan .....	10
1. Hubung Singkat 3 Fasa Simetri .....	10
2. Hubung Singkat 3 Fasa Tak Simetri .....	11
2.7. Sistem Pengamanan .....	17
2.8 Elemen Dasar Rele Pengaman .....	18
2.8.1 Klasifikasi Rele .....	19
2.9 Sistem Pengamanan Arus Lebih .....	21
2.9.1 Prinsip Kerja Rele Arus Lebih .....	21
2.9.2 Jenis-Jenis Rele Arus Lebih .....	22



2.9.2.1 Rele Arus Lebih Seketika (Instantaneous OCR) .....	22
2.9.2.2 Rele Arus Lebih Dengan Karakteristik Waktu Tertentu (Definite Time OCR) .....	23
2.9.2.3 Rele Arus Lebih Dengan Karakteristik Waktu Terbalik (Inverse Time OCR) .....	23
2.9.2.4 Rele Arus Lebih Dengan IDMT .....	25
2.10 Prinsip Dasar Penyetelan Arus (Is) .....	26
2.11 Prinsip Dasar Perhitungan Waktu .....	27
2.12 Penyetelan Rele Arus Lebih.....	30
2.13 Rele Arus Lebih Untuk Gangguan Antar Fasa .....	30
2.14 Kapasitas Dan Rating Dari Pemutus Daya (CB) .....	32
2.15 Kapasitas Hubung Singkat Saluran .....	35

**BAB III ANALISIS SETTING WAKTU RELAY ARUS LEBIH PADA GI  
KEBON AGUNG DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK RANDOM  
SEARCH**

3.1 Dasar Relay Proteksi .....	38
3.2 Sejarah Relay .....	39
3.3 Distribusi Arus Dan Tegangan .....	40
3.3.1 Distribusi Arus Gangguan .....	40
3.3.2 Distribusi Tegangan .....	42
3.4 Perhitungan Gangguan Arus Lebih.....	42
3.5 Konsep Tingkat Arus/Waktu .....	43
3.5.1 Metode Tingkat Waktu (Time Grading) .....	43
3.5.2 Metode Tingkat Arus (Current Grading) .....	44
3.5.3 Metode Tingkat Arus Waktu (Time Current Grading) .....	45
3.6 Data SalSuran Transmisi 70kv Pda Wilayah Kerja UPT Malang .....	46

3.6.1 Data Setelan Relay Pada Wilayah Kerja UPT Malang .....	47
3.7. Random Search Technique .....	32
3.7.1 Perkiraan Quadratic .....	32
3.8. Formulasi Penyelesaian .....	53
3.8.1. Formulasi Masalah Optimasi .....	53
3.8.2 Kriteria Untuk Melemahkan Terkendala Selektif .....	55
3.9. Alogaritma Penyelesaian Masalah .....	56
3.9.1 Flowchart Penyelesaian Masalah Menggunakan Random Search Technique.....	57

**BAB IV PERHITUNGAN SETTING WAKTU RELAY ARUS LEBIH PADA  
GI KEBON AGUNG DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK  
RANDOM SEARCH**

4.1. Program Komputer Penentuan Setting Waktu Pada Relay Arus Lebih Menggunakan Teknik Random .....	58
4.2. Data .....	59
4.3. Data Saluran .....	59
4.4. Analisa Perhitungan .....	59
4.4.1.Data Daftar Setelan Relay Penghantar 70kv .....	62
4.5. Algoritma program.....	67
4.5.1.Flowcahart.....	67
4.6. Hasil Dan Analisis Hasil .....	68
4.6.1 Tampilan Program.....	68
4.7 Perbandingan Nilai Setting Time. ....	75
4.7.1. Nilai Seting Overcurrent Relay .....	75
4.7.2 Nilai Seting Operasional OCR.....	77

**BAB V KESIMPULAN**

5.1 Kesimpulan .....	78
5.2.Saran.....	79

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Perlindungan System Radial : ( A ) Diagram Segaris Sitem Dan ( B ) Lengkung Kualitatif Yang Menunjukkan Arus Gangguan $I_f$ Untuk Gangguan-Gangguan Sepanjang Saluran. ....	6
Gambar 2.2 Daerah Perlindungan Sistem Proteksi .....	9
Gambar 2.3 Gangguan Satu Fasa Ke Tanah .....	11
Gambar 2.4 Hubungan Jala-Jala Urutan Untuk Hubung Singkat Satu Fasa Ke Tanah .....	12
Gambar 2.5 Hubung Singkat Fasa Ke Fasa .....	12
Gambar 2.6 Hubungan Jala-Jala Urutan Untuk Hubung Singkat Fasa-Fasa .....	14
Gambar 2.7 Gangguan Dua Fasa Ke Tanah .....	14
Gambar 2.8 Hubungan Jala-Jala Urutan Untuk Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa Ke Tanah .....	15
Gambar 2.9 Diagram Blok Urutan Kerja Rele Pengaman .....	18
Gambar 2.10 (A)Rele Primer Direct Acting, (B) Rele Primer Indirect Acting .....	20
Gambar 2.11 (A) Rele Sekunder Direct Acting, (B) Rele Sekunder Indirect Acting .....	21
Gambar 2.12 Prinsip Kerja Rele Arus Lebih .....	22
Gambar 2.13 Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Seketika .....	23
Gambar 2.14 Rele Arus Lebih Waktu Tertentu .....	23
Gambar 2.15 Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Invers .....	24
Gambar 2.16 Kurva Karakteristik Arus Lebih .....	24
Gambar 2.17 Sistem Jaringan Radial .....	28
Gambar 3.1 Single Line Diagram Pemasangan Relay Pada Sistem Tenaga Listrik .....	39
Gambar 3.2 Single Line Diagram Transmisi 70kv Wilayah UPT Malang .....	46
Gambar 3.3. Diagram Batas Dekat Dan Jauh Pada Seting Relay .....	53
Gambar 4-1. Tampilan Program Utama .....	68
Gambar 4-2. Tampilan Inputan Data .....	69
Gambar 4-3. Tampilan Inputan Data .....	69
Gambar 4-4. Tampilan Data Saluran .....	70
Gambar 4-5. Tampilan Data Objective Function .....	70
Gambar 4-6. Tampilan Parameter RTS .....	71
Gambar 4-7. Tampilan Untuk Menjalankan Program .....	72



<b>Gambar 4-8. Tampilan Hasil Untuk Mengetahui Nilai TDS Dan Ip .....</b>	<b>73</b>
<b>Gambar 4-9. Tampilan Hasil Objective Function .....</b>	<b>74</b>
<b>Gambar 4-10. Tampilan Untuk Menentukan Waktu Setting Relay Arus Lebih .....</b>	<b>74</b>

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Macam Gangguan Hubung Singkat Dan Kemungkinan Terjadinya .....	16
Tabel 2.2	Konstanta Pemutusan CB.....	34
Tabel 2.3	Harga $\mu$ Terhadap Ihs/Inominal .....	35
Tabel 2.4	.Sistem Pengamanan Saluran Transmisi .....	37
Tabel 3.1	Daftar Setelan Relay Penghantar 70kv Diwilayah Kerja PT. PLN (Persero) UPT Malang .....	47
Tabel 3.2	Daftar Penghantar 70kv Diwilayah Kerja PT. PLN(Persero) UPT Malang .....	48
Tabel 3.3	Daftar Daerah Pengamanan 70kv Diwilayah Kerja PT. PLN (Persero) UPT Malang .....	49
Tabel 3.4	Daftar Overcurrent 70kv Diwilayah Kerja PT. PLN(Persero) UPT Malang.....	50
Tabel 3.5	Gangguan Penghantar 150/70 Kv .....	51
Tabel 4-1	Data Spesifikasi Saluran Transmisi 70kv .....	59
Tabel 4-2	Arus Hubung Singkat Maksimum Sistem 70Kv UPT Malang Tahun 2007 .....	60
Tabel 4-3	Impedansi Urutan Positif Sistem 70 Kv UPT Malang Tahun 2007 .....	61
Tabel 4-4	Impedansi Urutan Negatif Sistem 70 Kv UPT Malang Tahun 2007 .....	61
Tabel 4-5	Impedansi Urutan Nol Sistem 70 Kv UPT Malang Tahun 2007 .....	62
Tabel 4-6	Data Setelan Relay Pada Wilayah Kerja UPT Malang .....	63
Tabel 4-7	Data Setelan Relay Pada Wilayah Kerja UPT Malang .....	64
Tabel 4-8	Data Setelan Relay Pada Wilayah Kerja UPT Malang .....	65
Tabel 4-9	Data Setelan Relay Pada Wilayah Kerja UPT Malang .....	66
Tabel 4.10	Daftar Nilai Seting OCR UPT Malang .....	75
Tabel 4.11	Daftar Nilai Seting Menggunakan Teknik Rst .....	76
Tabel 4.12	Daftar Nilai Seting OCR UPT Malang .....	77
Tabel 4.13	Daftar Nilai Seting OCR UPT Malang Menggunakan Teknik RST .....	77

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 LATAR BELAKANG**

Permintaan akan energi listrik oleh masyarakat terus meningkat, hal ini sebanding dengan besarnya manfaat yang dirasakan dari energi listrik itu sendiri. Peningkatan tersebut harusnya ditunjang oleh peningkatan mutu kehandalan sistem tenaga listrik yang telah ada, baik itu untuk konsumen perumahan maupun industri yang mengandalkan energi listrik sebagai suplai untuk menjalankan usaha.

Pengamanan menggunakan relay sangat sering dipakai untuk mengamankan jaringan daerah tertentu, relay arus lebih adalah suatu relay dimana bekerja berdasarkan adanya kenaikan arus yang melewatinya, dengan fungsi agar alat tidak rusak bila dilewati arus yang melebihi kemampuannya<sup>[6]</sup>. Selain peralatan tersebut diamankan terhadap kenaikan arusnya, maka peralatan pengamanannya harus bekerja pada jangka waktu yang telah ditentukan.

Daerah wilayah pelayanan GI kebonagung terdapat beberapa industri yang memungkinkan terjadi berbagai gangguan dalam sistem transmisi sehingga membutuhkan kordinasi pengaman relay arus lebih yang handal. Relay jenis ini digunakan untuk mengamankan peralatan dan penghantar terhadap gangguan hubung singkat antar fasa, Hubung singkat satu fasa ke tanah, dan beberapa hal dapat digunakan sebagai pengaman beban lebih. Koordinasi dari seting waktu relay arus lebih sangat berpengaruh terhadap permintaan pemadaman saat terjadi gangguan dalam hal ini berarti melokasi gangguan sehingga sistem yang lain tidak terpengaruh. Ada dua aturan tentang relay proteksi, pertama, relay harus bekerja untuk suatu



kesalahan yang berada di dalam daerahnya<sup>[6]</sup>. Kedua, relay semestinya tidak bekerja untuk suatu kesalahan di luar daerahnya, kecuali untuk mem-backup suatu pemutus kontak atau relay yang gagal bekerja. Sasaran dari koordinasi relay arus lebih dalam suatu sistem transmisi adalah untuk mencapai selektivitas tanpa mengorbankan sensitivitas dan waktu pemeriksaan kesalahan serta pengamanan gangguan yang cepat. Salah satu metode alternatif yang akan dibahas dalam skripsi ini adalah metode *Random Search Technique* <sup>[1]</sup>.

## **1.2 RUMUSAN MASALAH**

Perubahan beban yang meningkat menimbulkan aliran daya yang berubah. Perubahan aliran daya ini menimbulkan perubahan arus gangguan hubung singkat yang terjadi. Pendekatan sistem pengaman ialah pengamanan yang dilakukan terhadap peralatan-peralatan listrik yang terpasang pada sistem tenaga listrik dan penghantar tersebut. Dari pendekatan tersebut apakah sistem pengaman bekerja dengan optimal saat terjadi gangguan dan tuntutan atas kehandalan sistem yang menjadi prioritas utama dalam penyaluran energi listrik tercapai.

## **1.3 TUJUAN PEMBAHASAN**

Adapun tujuan penulisan skripsi ini adalah :

- 1 Menentukan seting waktu yang tepat pada Relay primer.
- 2 Menentukan koordinasi Relay Primer dan Relay backup yang optimal.
- 3 Meminimalkan efek gangguan pada sistem.

## **1.4 BATASAN MASALAH**

Untuk menyederhanakan masalah yang akan dibahas, maka diberikan asumsi-

asumsi serta batasan-batasan sebagai berikut :

1. Tidak membahas merk Relay tertentu.
2. Tidak membahas jenis Relay lain.
3. Hanya membahas tegangan 70 kV pada GI kebon Agung.
4. Analisa penentuan waktu seting menggunakan Random Search Technique
5. Metode aliran daya menggunakan Newton Rhapson tapi tidak membahas lebih detail.

## **1.5 METODOLOGI PENELITIAN**

Metode yang di gunakan dalam pembahasan makalah skripsi ini adalah :

1. Studi literatur berupa pengumpulan referensi yang berkaitan dengan pokok bahasan makalah skripsi ini, mempelajari dan memahami referensi tersebut.
2. Pengumpulan data lapangan yang dipakai dalam obyek peneliti
3. Simulasi dan pembahasan masalah.

Analisa aplikasi teknik random arus lebih pada saluran transmisi 70 kV disimulasikan dengan program Komputer, dalam hal ini digunakan program MATLAB.

4. Menarik kesimpulan apakah metode ini sudah cukup efektif dalam menghasilkan perbaikan – perbaikan pada sistem dan penghematan yang optimal.

## **1.6 SISTEMATIKA PENULISAN.**

Untuk mendapatkan arah yang tepat mengenai hal-hal yang akan di bahas maka skripsi ini di susun sebagai berikut:

**BAB I : PENDAHULUAN**

Merupakan pendahuluan yang meliputi latar belakang yang

melandasi skripsi yang dibahas, Rumusan Masalah, Tujuan yang ingin dicapai, batasan masalah, metodologi penulisan dan sistematika penulisan.

**BAB II : JENIS GANGGUAN DAN PENGGUNAAN RELAY ARUS LEBIH**

Disini akan diuraikan mengenai jenis gangguan pada sistem transmisi dan penggunaan relay arus lebih pada jaringan transmisi 70 Kv.

**BAB III : ANALISIS SETTING WAKTU RELAY ARUS LEBIH PADA GI KEBON AGUNG DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK RANDOM SEARCH**

Pada Bab ini akan dibahas tentang analisis seting time relay arus lebih, teori metode Random search, aplikasi Random search pada setting time relay arus lebih.

**BAB IV : PERHITUNGAN SETTING WAKTU RELAY ARUS LEBIH PADA GI KEBON AGUNG DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK RANDOM SEARCH**

Pada bab ini dibahas perhitungan seting time relay arus lebih pada gardu induk dan backup secara matematis dengan metode random search serta perbandingan sebelum dan sesudah perhitungan.

**BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN**

Merupakan bab akhir yang merupakan intisari dari hasil pembahasan.

Berisikan kesimpulan dan saran yang dapat digunakan sebagai pertimbangan untuk penulisan selanjutnya.

## **BAB II**

### **JENIS GANGGUAN DAN PENGGUNAAN RELAY ARUS LEBIH**

#### **2.1 Sistem transmisi**

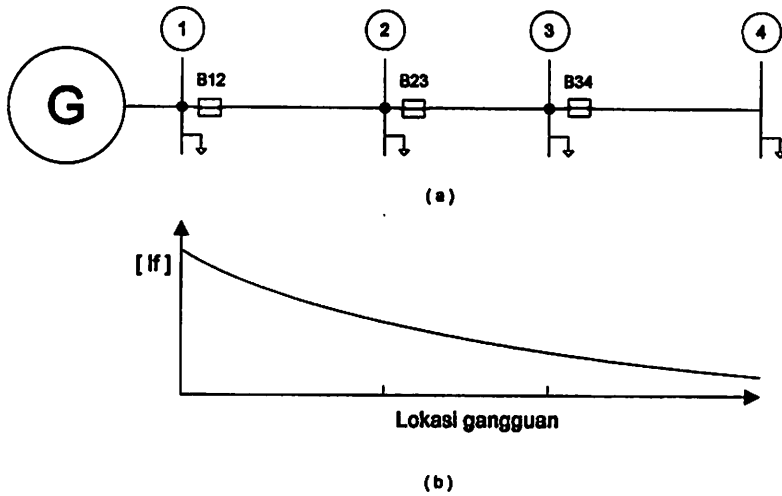
Sistem jaringan transmisi tenaga listrik merupakan bagian dari sistem tenaga listrik yang mempunyai peranan penting dalam menyalurkan dan mendistribusikan tenaga listrik dari pusat suplai tenaga listrik ke pusat-pusat atau ke kelompok beban maupun ke pelanggan atau ke konsumen<sup>[6]</sup>.

#### **2.2 Perlindungan sistem transmisi**

Perlindungan sistem transmisi mempunyai peranan penting dalam perlindungan sistem daya karena saluran transmisi merupakan elemen vital suatu jala-jala, yang menghubungkan stasiun pembangkitan pada pusat-pusat beban. Juga karena panjangnya jarak yang harus direntangi oleh saluran transmisi di atas daerah pedesaan yang terbuka, saluran transmisi merupakan sasaran utama dari sebagian besar gangguan yang terjadi pada system daya. Sistem perlindungan paling sederhana yang digunakan pada tegangan sistem terendah terdiri dari sekering yang berperan sebagai kombinasi rele dan pemutus rangkaian. Sistem perlindungan yang dipergunakan untuk saluran transmisi tegangan menengah sedikit lebih sederhana dari yang dipakai untuk saluran transmisi HV dan EHV, yang menyediakan bagian utama dari fasilitas transmisi secara besar-besaran. Karena konsekuensi terganggunya saluran tegangan tinggi jauh lebih serius daripada terganggunya saluran distribusi atau transmisi. Perlindungan untuk saluran transmisi daya besar-besaran pada umumnya adalah lebih rumit, lebih banyak menggunakan system cadangan<sup>[6]</sup>.

**(a) Perlindungan Saluran Subtransmisi**

Bentuk sistem perlindungan yang paling sederhana dapat dibuat apabila sistem pembangkitan beban mempunyai sifat radial. sistem daya radial yang diperlihatkan dalam gambar 2.1a.



Gambar 2.1. perlindungan system radial : ( a ) diagram segaris sitem dan ( b ) lengkung kualitatif yang menunjukkan arus gangguan  $I_f$  untuk gangguan-gangguan sepanjang saluran

Generator pada rel 1 ( yang mungkin merupakan rangkaian ekivalen dari satu atau beberapa buah transformator yang mencatu rel 1 dari titik sumber tegangan yang lebih tinggi ) mencatu beban-beban pada rel 1 , 2, 3 dan 4 melalui tiga saluran transmisi .sistem semacam ini dikenal sebagai system radial karena saluran transmisinya memancar ( radiate ) dari sumber pambangkitan untuk mencatu bebannya. Karena sumber daya hanya ada disebelah kiri masing-masing saluran trnsmisi, sudah cukup apabila disediakan satu pemutus rangkaian saja untuk setiap saluran pada ujungnya yang berdekatan dengan sumber. Jelaslah bahwa untuk

setiap gangguan pada salurn 1-2, pemutus B12 harus membuka. Dalam hal ini, semua beban pada rel 2, 3, 4 disebelah “ bawah “ pemutus 1 akan terputus.

Arus gangguan yang ditimbulkan oleh gangguan pada setiap saluran akan tergantung pada lokasi gangguan tersebut, dan area impedansi jalur gangguan akan bertambah sesuai dengan jarak generator ke gangguan tersebut, arus gangguannya akan berbanding terbalik dengan jarak ini. Arus gangguan  $I_f$  sebagai fungsi dari rel 1 ditunjukkn secara kualitatif dalam gambar 2.1b. lagipula, besarnya arus gangguan akan berubah tergantung pada jenis gangguan dan besarnya pembangkitan yang di hubungkan pada rel 1. sebagai contoh, jika generator pada rel 1 sebenarnya merupakan rangkaian ekivalen dari dua buah transformator yang terhubung paralel, maka arus gangguan yang disebabkan salah satu transformator tidak bekerja karena alasan apapun, akan menjadi lebih kecil. Pada umumnya, akan diperoleh kurva ( lengkung ) besar arus gangguan seperti di tunjukkan pada gambar 2.1b untuk tingkat arus gangguan maksimum ( yang timbul bila terjadi gangguan 3fasa pada saat sedang diberikan pelayanan dengan pembangkitan maksimum ), dan satu lagi untuk tingkat gangguan minimum ( yang diperoleh bila pada saat pelayanan dengan pembangkitan minimum terjadi gangguan antar saluran atau atau dari saluran ke tanah baik dengan atau tanpa melalui impedansi ke tanah ) rele arus lebih waktu dapat diatur untuk menyediakan perlindungan primer untuk saluran, disamping juga perlindungan untuk bantuan jarak jauh untuk saluran yang berdekatan pada sistem itu. Rele pada masing-masing rel 1, 2, dan 3, terpasang untuk melindungi masing-masing salurannya sebagai rele pelindung primer dan untuk menyediakan perlindungan bantuan jarak jauh pada saluran yang berada “dibawah” ( downstream, jauh dari sumber ) lokasi rele tersebut. Jadi pada 1 disamping menyediakan perlindungan primer untuk



saluran 1-2, juga menyediakan perlindungan bantuan jarak jauh untuk saluran 2-3 rele pada 3 hanya perlu menyediakan perlindungan primer untuk saluran 3-4 karena tidak ada saluran lain disebelah kanan saluran 3-4. bila rele 1 menyediakan bantuan pada saluran 2-3, rele itu harus disetel sedemikian rupa sehingga pada kerjanya akan diperoleh keterlambatan waktu yang cukup, sehingga pada rele 2 dapat selalu diharapkan bekerja lebih dahulu untuk gangguan pada saluran 2-3. penyediaan perlindungan tambahan untuk saluran yang lebih jauh dari rel 3 pada rele 1 tidak perlu dan juga tidak praktis.

### **2.3. Fungsi relay pengaman**

Operasional suatu sistem tenaga dapat terganggu karena adanya arus lebih yang mengalir melalui bagian yang tidak normal pada suatu tenaga yang menyebabkan kegagalan sebagian atau seluruh pada satu atau lebih dari suatu sistem tenaga. Disini fungsi relay pengaman dibutuhkan, fungsi itu antara lain adalah menentukan dengan segera pemutusan atau penutupan pelayanan penyaluran setiap elemen dari sistem tenaga listrik bila mendapat gangguan atau kondisi kerja yang abnormal. fungsi yang lain adalah untuk mengetahui letak dan jenis gangguan. sehingga dalam pengamatan ini dapat dipakai sebagai pedoman perbaikan peralatan yang rusak<sup>[2][5]</sup>.

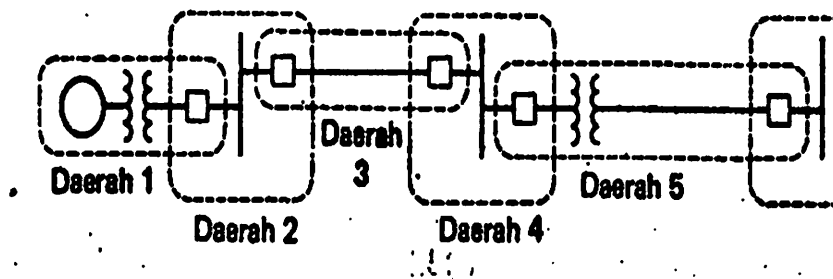
### **2.4. Daerah pengamanan<sup>[8]</sup>**

untuk mendapatkan sistem pengamanan yang cukup baik dalam sistem tenaga listrik, sistem tenaga tersebut dibagi dalam beberapa daerah pengamanan yakni dengan pemutusan sub sistem seminimum mungkin. adapun yang dimaksud dengan keterangan diatas adalah:

1. Generator.
2. Transformator daya

3. Bus-bar
4. Transmisi, sub-transmisi dan distribusi.
5. Beban

Pembagian ke 5 daerah pengamanan diatas dilaksanakan secara saling meliputi, overlapping



Gambar 2.2 Daerah perlindungan sistem proteksi

### 2.5. Syarat-syarat relay<sup>[8]</sup>

Agar sistem pengamanan dapat bekerja dengan baik, harus memenuhi syarat-syarat:

1. Cepat bereaksi.

Kecepatan bereaksi dari relay adalah saat relay mulai merasakan adanya gangguan sampai dengan pelaksanaan pelepasan sirkuit breaker karena komando dari relay tersebut.  $T_{op} = T_p + T_{cb}$  dimana

$T_{op}$  = total waktu yang dibutuhkan untuk memutus hubungan

$T_p$  = waktu bereaksinya unit relay

$T_{cb}$  = Waktu yang digunakan untuk pelepasan CB

2. selective.

Yang dimaksud selective dalam hal ini adalah kecermatan pemilihan dalam

pengadaan pengamanan, dimana hal ini menyangkut koordinasi pengamanan dari system secara keseluruhan.

3. peka/sensitive.

Relay harus bekerja dengan kepekaan yang tinggi, artinya harus cukup sensitive terhadap gangguan di daerahnya.

4. Andal/Reliability.

Keandalan relay dihitung dengan jumlah relay bekerja/mengamankan daerahnya terhadap gangguan yang terjadi.keandalan dapat dikatakan baik bila mempunyai harga 90-99

Keandalan itu sendiri di bagi dua antara lain:

- a. Dependability: rele harus dapat diandalkan setiap saat
- b. Security : tidak boleh salah bekerja.

5. Sederhana

Makin sederhana relay semakin baik,mengingat setiap peralatan atau komponen relay memungkinkan mengalami kerusakan,jadi dimaksudkan untuk memungkinkan kerusakan yang kecil pada relay

6. Ekonomis

Relay sebaiknya yang murah tetapi tidak meninggalkan 5 syarat diatas.

## 2.6. Jenis gangguan<sup>[4]</sup>.

a. *Gangguan hubung singkat.*

1. Hubung singkat 3 fasa simetri

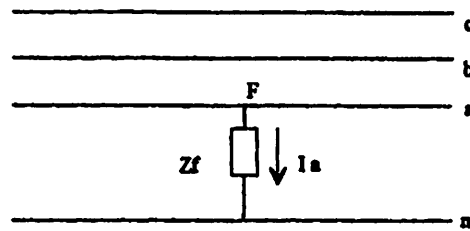
1.1 Gangguan 3 fasa

1.2 Gangguan 3 fasa ke tanah

## 2. Hubung singkat 3 fasa tak simetri

### a. fasa ketanah

Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah ini merupakan gangguan yang paling sering terjadi pada saluran transmisi. Gambar 2.3 memperlihatkan gangguan satu fasa ke tanah pada titik F, dengan impedansi gangguan  $Z_f$ , impedansi  $Z_f$  ini bisa terdiri tahanan busur, menara, dan kaki menara saluran transmisi. Gambar 2.4 memperlihatkan hubungan jala-jala. Untuk analisa dimisalkan gangguan terjadi pada fasa a ke tanah.



Gambar 2.3 Gangguan satu fasa ke tanah

Persamaan keadaan:

$$I_b = 0 \quad (2.1)$$

$$I_c = 0 \quad (2.2)$$

$$V_a = I_a Z_f \quad (2.3)$$

Dengan mensubstitusikan persamaan ini ke dalam persamaan 2.1, 2.2 diperoleh:

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} \quad (2.4)$$

$$\begin{aligned} V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} &= (I_{a1} + I_{a2} + I_{a0})Z_f \\ &= 3I_{a1}Z_f \end{aligned}$$

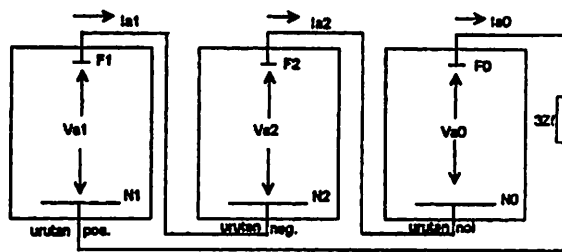
$$(V_{a1} - I_{a1}Z_f) + (V_{a2} - I_{a2}Z_f) + (V_{a0} - I_{a0}Z_f) = 0 \quad (2.5)$$

$$\begin{aligned}
 V_{a1} &= -V_{a2} - V_{a0} + 3I_{a1}Z_f \\
 V_f - I_{a1}Z_1 &= I_{a1}Z_2 + I_{a1}Z_0 + 3I_{a1}Z_f \\
 V_f &= I_{a1}(Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f) \\
 I_{a1} &= \frac{V_f}{(Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f)} \\
 I_{a2} &= I_{a1} \\
 I_{a0} &= I_{a1}
 \end{aligned}$$

Dengan demikian arus gangguan dapat diperoleh dengan persamaan berikut:

$$I_f = 3I_{a1} = \frac{3V_f}{(Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f)}$$

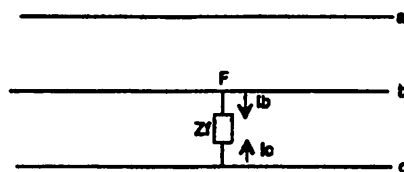
Berdasarkan persamaan 2.4 dan 2.5, hubungan jala-jala urutannya dapat digambarkan sebagai berikut:



Gambar 2.4 Hubungan jala-jala urutan untuk hubung singkat satu fasa ke tanah

*b. Gangguan antar fasa*

Gangguan hubung singkat fasa ke fasa pada saluran transmisi terjadi umumnya bila dua kawat fasa bersentuhan. Gambar 2.5 menunjukkan gangguan fasa ke fasa pada titik F dengan impedansi gangguan  $Z_f$ . Gambar 2.5 menunjukkan hubungan jala-jala gangguan ini.



Gambar 2.5 Hubung singkat fasa ke fasa

Persamaan keadaan:

$$\begin{aligned} I_a &= 0 \\ I_b &= -I_c \\ V_b - V_c &= I_b Z_f \end{aligned}$$

Persamaan ini disubstitusikan kedalam persamaan 2.1, 2.2 akan didapat persamaan-persamaan berikut:

$$\begin{aligned} I_{a0} &= 0 \\ I_{a1} &= -I_{a2} \\ V_b - V_c &= (a^2 - a)V_{a1} - (a^2 - a)V_{a2} = (a^2 - a)I_{a1}Z_f \end{aligned} \tag{2.6}$$

atau

$$\begin{aligned} V_{a1} - V_{a2} &= I_{a1}Z_f \\ V_{a1} &= V_{a2} + I_{a1}Z_f \\ V_{a1} &= V_{a2} + I_{a1}\left(\frac{Z_f}{2} + \frac{Z_f}{2}\right) \\ V_{a1} - I_{a1}\left(\frac{Z_f}{2}\right) &= V_{a2} - I_{a2}\left(\frac{Z_f}{2}\right) \end{aligned} \tag{2.7}$$

$$V_{a0} = 0$$

$$V_{a1} = V_f - I_{a1}Z_1$$

$$V_{a2} = -I_{a2}Z_2$$

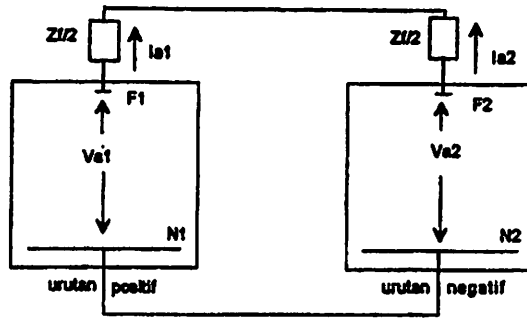
$$I_{a1} = -I_{a2} = \frac{V_f}{(Z_1 + Z_2 + Z_f)}$$

Sehingga arus gangguan adalah:

$$\begin{aligned} I_f = I_b &= a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} \\ &= (a^2 - a)I_{a1} \\ &= -j \sqrt{\frac{3V_f}{(Z_1 + Z_2 + Z_f)}} \end{aligned}$$

Berdasarkan persamaan 2.6 dan 2.7, hubungan jala-jala urutannya dapat digambarkan sebagai berikut:

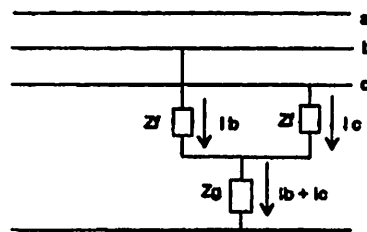




Gambar 2.6 Hubungan jala-jala urutan untuk hubung singkat fasa-fasa

c. Gangguan 2 fasa ketanah

Gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah umumnya terjadi pada saluran transmisi, terjadi jika dua kawat terhubung dengan tanah atau dengan netral sistem tiga fasa. Gambar 2.7 menunjukkan gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah melalui impedansi gangguan  $Z_f$  dan  $Z_g$ . Impedansi  $Z_f$  merupakan tahanan busur sedangkan impedansi  $Z_g$  terdiri dari tahanan menara dan tahanan kaki menara. Gambar 2.7 menunjukkan hubungan jala-jala urutan pada gangguan jenis ini.



Gambar 2.7 gangguan dua fasa ke tanah

Persamaan keadaan:

$$\begin{aligned}
 I_a &= 0 \\
 V_b &= I_b Z_f + (I_b + I_c) Z_g \\
 V_c &= I_c Z_f + (I_b + I_c) Z_g
 \end{aligned}$$

Dengan mensubstitusikan persamaan-persamaan ini ke dalam persamaan 2.1, 2.2 didapat:

$$I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0 \tag{2.8}$$

$$a^2V_{a1} + aV_{a2} + V_{a0} = (a^2I_{a1} + aI_{a2} + I_{a0}) + (I_b + I_c)Z_g \quad (2.9)$$

$$aV_{a1} + a^2V_{a2} + V_{a0} = (aI_{a1} + a^2I_{a2} + I_{a0}) + (I_b + I_c)Z_g \quad (2.10)$$

Persamaan 2.31 – persamaan 2.32

$$(a^2 - a)V_{a1} + (a - a^2)V_{a2} = (a^2 - a)I_{a1}Z_f + (a - a^2)I_{a2}Z_f$$

atau,

$$V_{a1} - I_{a1}Z_f = V_{a2} - I_{a2}Z_f \quad (2.11)$$

Persamaan 2.9 dan persamaan 2.10

$$-V_{a1} - V_{a2} - 2V_{a0} = -I_{a1}Z_f - I_{a2}Z_f + 2(I_{a0}Z_f + (I_b + I_c)Z_g)$$

atau

$$(V_{a1} - I_{a1}Z_f) + (V_{a2} - I_{a2}Z_f) = 2(V_{a0} - I_{a0}Z_f(Z_f + 3Z_g))$$

Dari persamaan 2.11 diperoleh:

$$2(V_{a1} - I_{a1}Z_f) = 2(V_{a0} - I_{a0}Z_f(Z_f + 3Z_g))$$

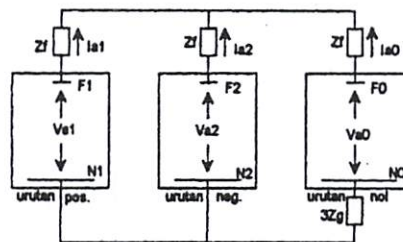
Jadi:

$$(V_{a1} - I_{a1}Z_f) = (V_{a0} - I_{a0}Z_f(Z_f + 3Z_g)) \quad (2.12)$$

Dari persamaan 2.11 dan 2.12

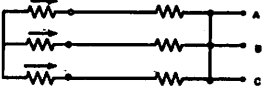
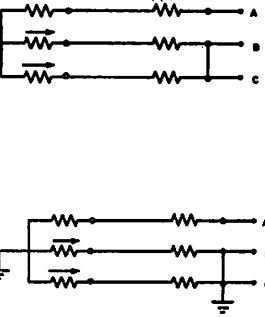
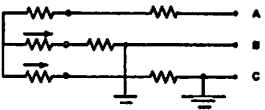
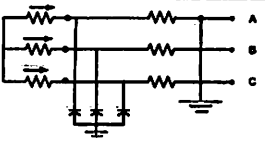
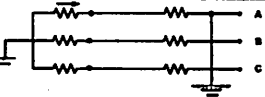
$$(V_{a2} - I_{a2}Z_f) = (V_{a1} - I_{a1}Z_f) = (V_{a0} - I_{a0}Z_f(Z_f + 3Z_g)) \quad (2.13)$$

Berdasarkan persamaan 2.8 dan 2.13, jala-jala urutannya dapat digambarkan sebagai berikut:



Gambar 2.8 Hubungan jala-jala urutan untuk gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah

Tabel 2.1 : Macam gangguan hubung singkat dan kemungkinan terjadinya

Jenis gangguan hubung singkat	Susunan rangkaian	Persentase kemungkinan kejadian
Hubung singkat tiga fasa		3 s/d 5
Hubung singkat fasa to fasa a. hubung singkat 2 fasa langsung b. hubung singkat dua fasa ke tanah sistem ditanahkan		20 s/d 25
Hubung singkat dua fasa ke tanah sistem sistem tak ditanahkan		10 s/d 15
Hubung singkat satu fasa ke tanah. a. sistem tak ditanahkan		65 s/d 70
b. sistem yang di ketanahkan		

**b. Sumber-sumber arus hubung singkat.**

Arus yang mengalir selama gangguan berasal dari mesin mesin listrik yang berputar, antara lain:

1. Generator
2. Motor serempak
3. Motor induksi

Sumber gangguan yang lain, antara lain:

1. Surja petir atau surja hubung
2. Burung atau daun-daun
3. Polusi
4. Retak-retak pada isolator

Dari lamanya gangguan antar lain:

1. Gangguan permanen
2. Gangguan temporary

## **2.7. Sistem pengamanan<sup>[5]</sup>**

Rele pengaman adalah suatu alat untuk mendeteksi atau mengukur besaran listrik pada jaringan dan akan bekerja memberikan perintah membuka atau trip ke pemutus bila besaran yang di deteksi mencapai batas kerjanya. Batas kerja rele memerintahkan trip ke circuit breaker disebut setting rele yang ditentukan berdasarkan besaran dalam kondisi gangguan. Cara rele dalam mendeteksi besaran listrik pada jaringan dapat secara langsung atau secara tidak langsung dengan memakai transformator ukur.

Rele-rele untuk jaringan tegangan menengah umumnya dipasang melalui trafo ukur karena secara langsung sudah hampir tidak dipergunakan lagi karena masalah teknik. Perintah trip ke pemutus dapat seketika atau dengan penundaan waktu dari

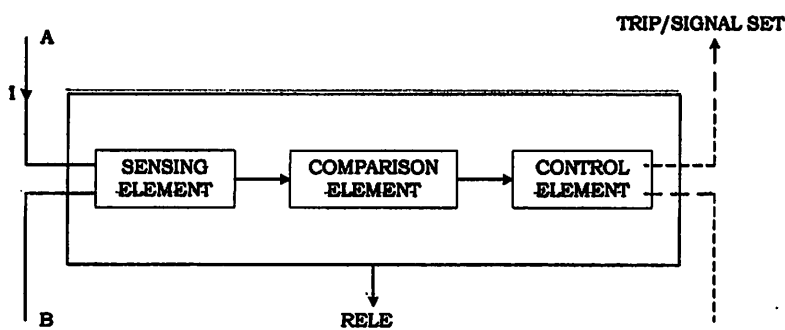
saat rele mulai bekerja (starting) tergantung desain rele. Waktu antara rele saat mulai bekerja sampai perintah trip diberikan disebut waktu kerja rele.

Fungsi pengamanan dengan rele :

- a. Membunyikan alarm atau melokalisir gangguan untuk membebaskan peralatan dari gangguan
- b. Membebaskan bagian yang tidak bekerja normal, untuk mencegah kerusakan
- c. Membebaskan segera bagian dari sistem yang terganggu
- d. Untuk melokalisir akibat dari gangguan
- e. Memberi petunjuk atau indikasi atas lokasi serta macam dari kegagalan
- f. Penggunaan rele pengaman merupakan penghematan ( $\pm 0,5 \div 2 \%$ ) dari harga peralatan yang diamankan.

### 2.8 Elemen Dasar Rele Pengaman

Rele pengaman biasanya dipisahkan menjadi tiga elemen dasar seperti terlihat pada Gambar 2.9 :



Gambar 2.9 diagram blok urutan kerja rele pengaman

#### a. Elemen Sensor

Suatu alat yang bereaksi bila terjadi perubahan arus pada rangkaian yang diamankan

#### b. Elemen Pembanding

Suatu alat yang bekerjanya membandingkan besar arus pada Rele dengan setting Rele yang berbeda

c. Elemen Kontrol .

Suatu alat yang bekerja memutuskan aliran yang diamankan baik secara langsung atau tidak langsung.

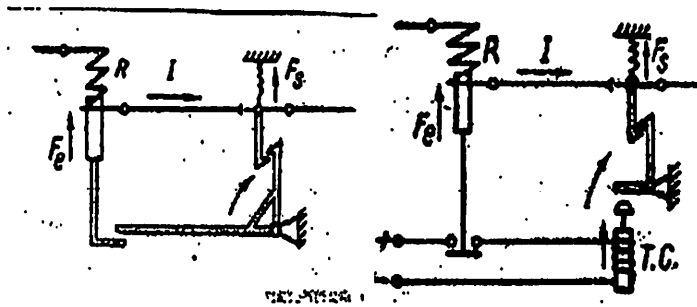
### 2.8.1 Klasifikasi Rele<sup>[7]</sup>

Rele dapat diklasifikasikan dalam beberapa jenis menurut :

1. Berdasarkan prinsip kerja, yaitu: Rele elektromagnetik, rele moving coil, rele induksi, rele elektrodinamik, rele polarisasi , rele elektronik, rele thermis
2. Berdasarkan besaran yang diukur, yaitu:  
Tegangan, Arus, Daya, Impedansi, Reaktansi, Frekuensi, Sudut fasa
3. Berdasarkan cara persambungan, yaitu:  
Rele seri, Rele shunt
4. Berdasarkan cara menghubungkan sensing element, yaitu :  
Rele primer, yaitu apabila sensing element langsung dihubungkan dengan bagian yang di ukur, hal ini tentu saja membuat kapasitas rele harus sesuai dengan rating yang ada di sistem yang disensing.

Rele sekunder, yaitu apabila sensing element tidak terhubung langsung dengan bagian yang diukur, tetapi melalui komponen untuk mentransformasikan besaran yang diukur, misalnya dengan transformator arus, dan transformator tegangan. Hal ini lebih baik agar kapasitas rele tidak harus menyesuaikan dengan sistem yang diukur.





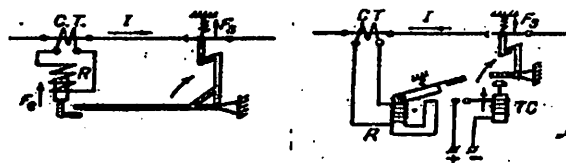
Gambar 2.10 (a)

Rele primer direct acting, (b) Rele primer indirect acting

5. Berdasarkan cara kerja elemen kontrol, yaitu:

Direct acting, yaitu Elemen kontrol dapat mengetrikan secara langsung tanpa melalui alat bantu (tripping coil).

Indirect acting, yaitu Elemen kontrol dapat mengetrikan apabila ada gangguan dengan melalui alat bantu, yaitu tripping coil yang berfungsi melaksanakan pengetrikan setelah mendapat sinyal.



Gambar 2.11

(a) Rele sekunder direct acting, (b) Rele sekunder indirect acting

6. Berdasarkan tugasnya, yaitu :

Rele utama, yaitu rele yang berfungsi sebagai rele utama (main) dalam proses pemutusan pada waktu terjadinya gangguan begitu dapat mendeteksi gangguan yang terjadi

Rele bantu, yaitu rele yang berfungsi untuk membantu rele utama dalam proses pemutusan pada waktu terjadi gangguan setelah dapat mendeteksi gangguan yang terjadi.

7. Berdasarkan waktu bekerjanya, yaitu:

- Rele dengan kelambatan waktu, yaitu rele yang bisa diset untuk bekerja beberapa saat setelah menerima sinyal terjadinya gangguan.
- Rele tanpa kelambatan waktu, yaitu rele langsung bekerja begitu mendapat sinyal telah terjadi gangguan.

## **2.9 Sistem Pengamanan Arus Lebih<sup>[7]</sup>**

Gangguan hubung singkat yang terjadi pada sistem tenaga listrik akan menyebabkan bertambahnya arus, dan bertambahnya arus bisa sampai beberapa kali lebih besar dari pada arus dalam keadaan normal. Gangguan dapat menimbulkan kerusakan pada sistem tenaga listrik dan mengakibatkan ketidaknormalan kerja daripada sistem, yang secara langsung akan menyebabkan proses pengoperasian tenaga listrik terganggu.

### **2.9.1 Prinsip Kerja rele Arus Lebih**

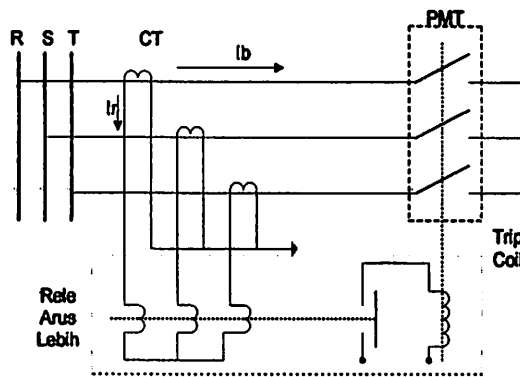
Rele arus lebih adalah rele yang bekerja berdasarkan arus lebih akibat adanya gangguan hubung singkat dan memberikan perintah trip ke PMT sesuai dengan karakteristik waktunya. Pada gambar (2.12) diberikan rangkaian rele arus lebih sesaat.

Prinsip kerja rele arus lebih adalah sebagai berikut:

Pada kondisi normal arus beban ( $I_b$ ) mengalir pada SUTM/SKTM dan oleh trafo arus (CT) besaran ini di transformasikan ke besaran sekunder ( $I_r$ ). Arus  $I_r$  mengalir

pada kumparan rele tetapi karena arus ini masih lebih kecil dari pada suatu harga yang ditetapkan (setting) maka rele tidak bekerja.

Bila terjadi gangguan hubung singkat, arus  $I_b$  akan naik dan menyebabkan arus  $I_r$  naik pula. Jika arus  $I_r$  ini melebihi suatu harga yang telah ditetapkan diatas (setting), maka rele akan bekerja dan memberikan perintah ke trip coil PMT untuk membuka PMT, sehingga SKTM/SUTM yang terganggu dipisahkan dari jaringan.



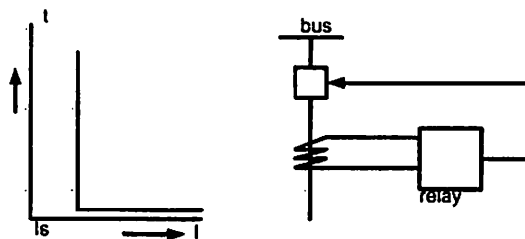
Gambar 2.12 : Prinsip kerja rele arus lebih

## 2.9.2 Jenis-Jenis Rele Arus Lebih<sup>[7]</sup>

### 2.9.2.1 Rele arus lebih seketika (Instantaneous OCR)

Rele arus lebih ini mempunyai karakteristik waktu kerja seketika (instant) yaitu dimana jangka waktu dimulai saat rele arusnya pick-up sampai selesai kerja rele sangat singkat ( $\pm 20$  ms sampai 60 ms), yaitu tanpa penundaan waktu.

Karakteristik rele arus lebih waktu seketika ditunjukkan pada gambar 2.15

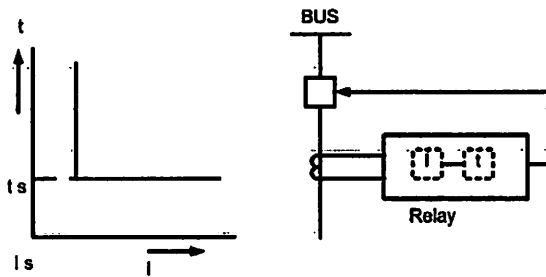


Gambar 2.13 : Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Seketika

### 2.9.2.2 Rele arus lebih dengan karakteristik waktu tertentu (Definite Time OCR)

Rele arus lebih dengan karakteristik waktu yang tertentu (definite time) yaitu rele arus lebih dimana jangka waktu mulai arus pick-up sampai selesainya kerja rele diperpanjang dengan nilai tertentu dan tidak bergantung dari besarnya arus yang menggerakkan.

Karakteristik rele arus lebih waktu tertentu ditunjukkan pada gambar 2.16

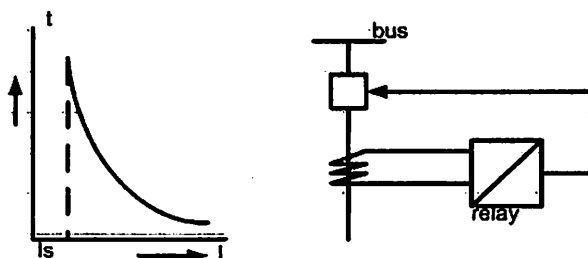


Gambar 2.14 : Rele Arus Lebih Waktu Tertentu

### 2.9.2.3 Rele arus lebih dengan karakteristik waktu terbalik (Inverse Time OCR)

Rele arus lebih dengan karakteristik waktu terbalik (inverse time) yaitu rele arus lebih dimana jangka waktu dimulai rele arus pick-up sampai selesainya kerja rele, diperpanjang dengan nilai yang berbanding terbalik dengan besarnya arus yang menggerakkan.

Karakteristik rele arus lebih waktu inverse ditunjukkan pada gambar 2.15

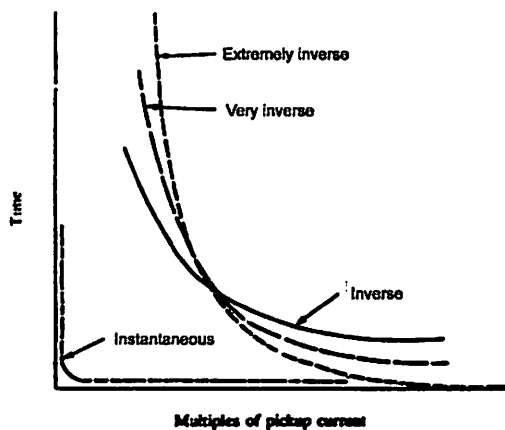


Gambar 2.15 Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Invers

Bentuk perbandingan terbalik dan waktu arus ini sangat bermacam-macam tetapi dapat digolongkan menjadi:

- Berbanding terbalik (standart invers)
- Sangat berbanding terbalik (very invers)
- Sangat berbanding terbalik sekali (extremely inverse)

Seperti yang diperlihatkan pada gambar 2.16



Gambar 2.16 : Kurva Karakteristik Arus Lebih

Untuk suatu arus gangguan yang besar, rele akan trip dengan waktu yang sangat cepat dan bila arus gangguan relatif kecil rele akan trip dengan waktu yang lama.

Jika  $Z_s$  (impedansi sumber) kecil bila dibandingkan dengan  $Z_l$  (impedansi daerah yang dilindungi), maka akan ada perbedaan arus yang cukup antara arus gangguan pada awal dan ujung seksi. Besar arus pada ujung seksi akan jauh lebih kecil dari pada arus yang dekat dengan daerah sumber. Hal ini dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$I = \frac{E}{Z_s + Z_l}$$

$$I = \frac{E}{Z_s}$$

Dimana:

- I : Arus gangguan
- E : Tegangan sistem
- $Z_s$  : Impedansi sumber
- $Z_1$  : Impedansi daerah yang dilindungi

#### 2.9.2.4 Rele arus lebih dengan IDMT<sup>[9]</sup>

Rele arus lebih dengan IDMT adalah suatu rele yang mempunyai karakteristik waktu arus berbanding terbalik untuk harga arus gangguan terkecil dan mempunyai karakteristik waktu arus tertentu (konstan) untuk harga arus gangguan yang besar. Rele ini disetel pada bagian definite dari karakteristiknya.

Setting rele pada rele arus lebih dengan IDMT dibagi menjadi dua yaitu low set current setting dan high set current setting. Low set current adalah setting untuk mengamankan arus gangguan beban lebih. Karakteristik rele yang dipakai adalah tipe invers. Sedangkan high set current adalah setting untuk mengamankan arus gangguan hubung singkat, dan karakteristik rele yang dipakai adalah tipe definite atau instantaneous.

#### 2.10 Prinsip Dasar Penyetelan Arus ( $I_s$ )

Perhitungan penyetelan arus ( $I_s$ ) harus diketahui dulu arus pick-up (kerja) dan arus kembali (drop off).

Yang dimaksud dengan arus kerja (arus pick-up) adalah nilai arus ( $I_p$ ) dimana rele arus akan bekerja dan akan menutup kontak sehingga rele waktu akan bekerja.

Arus kembali ( $I_d$ ) adalah nilai arus dimana rele arus terhenti dan kontak akan membuka kembali, sehingga rele waktu berhenti bekerja.



Perbandingan arus kembali (arus drop-off) dengan arus kerja (arus pick-up) sering dinyatakan dengan symbol, yaitu:

$$Kd = \frac{Id}{Ip}$$

keterangan :

Kd untuk arus lebih dengan karakteristik waktu arus tertentu mempunyai nilai 0.7 hingga 0.9. Untuk rele arus lebih dengan karakteristik waktu terbalik mempunyai nilai 1.0

#### **Perhitungan Penyetelan Arus ( $I_s$ )**

Dalam penyetelan arus pada arus lebih terdapat dua batasan, yaitu batasan minimum dan batasan maksimum.

- Batasan minimum

Batasan penyetelan minimum rele arus lebih adalah tidak boleh bekerja pada saat terjadi beban maksimum.

Jadi:

$$I_s = \frac{K_{fk}}{K_d} \times I_{maks}$$

Dimana:

$I_s$  = arus penyetelan

$K_{fk}$  = Faktor keamanan besarnya 1.05 – 1.3

$K_d$  = Ratio arus kembali dan arus kerja

$I_{maks}$  = Arus kerja yang diijinkan atau arus nominal peralatan

- Batasan maksimum

Batasan maksimum rele arus lebih adalah harus bekerja jika terjadi gangguan hubungan singkat pada rele seksi berikutnya. Dalam penyetelan maksimum rele perlu untuk diperhitungkan arus gangguan maksimum yang melewati rele.

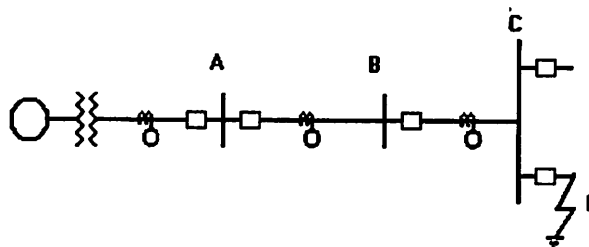
Sebagai selektifitas biasanya dipakai harga operasi tidak lebih dari 130 % dari settingnya dan arus hubung singkat dipilih pada saat pembangkitan minimum dan arus gangguan hubung singkat 2 phasa, untuk rele arus lebih sebagai pengaman gangguan antar phasa.

Batasan penyetelan maksimum, pada pembangkitan minimum:

$$I_s = < \frac{\text{Arus hubung singkat minimum}}{1.3}$$

## 2.11 Prinsip Dasar Perhitungan Waktu

Suatu operasi yang selektif, bila terdapat beberapa gangguan, rele arus lebih pada suatu jaringan radial seperti pada gambar 2.17 maka rele pada ujung yang terjauh dari sumber harus disetel untuk bekerja pada waktu yang seminimum mungkin. Untuk mendapatkan penyetelan waktunya dibuat secara bertingkat.



Gambar 2.17 Sistem Jaringan Radial

Penyetelan waktu rele arus lebih untuk macam-macam karakteristik waktu rele adalah sebagai berikut:

### Rele arus lebih dengan karakteristik waktu tertentu ( Definite time)

Karena penyetelan arus lebih pada umumnya didasarkan pada batas minimum, oleh karena itu gangguan di F diharapkan kemungkinannya :

$$I_{s_A} > I_{s_B} > I_{s_C} > I_{s_F}$$

Dengan demikian rele di A, B, C akan pick-up. Untuk mendapatkan pengaman yang selektif maka

$$t_A > t_B > t_C$$

Karena pada rele arus lebih dengan karakteristik waktu tertentu, waktu kerjanya tidak dipengaruhi oleh besarnya arus, maka untuk mendapatkan pengaman yang baik, yang penting menentukan beda waktu (tingkat waktu,  $\Delta t$ ) antara dua tingkat pengaman supaya pengaman selektif, tetapi untuk keseluruhan tetap singkat.

Misal :

$$t_C = t_1$$

maka rele di B akan bekerja pada :

$$t_B = t_1 + \Delta t$$

### Rele arus lebih dengan karakteristik waktu terbalik

Jenis arus lebih dengan karakteristik waktu terbalik (inverse time) setelah waktu ditentukan pada saat arus gangguan maksimum. Jika rele mempunyai selektifitas yang lebih tinggi pada arus gangguan minimum.

Syarat menyetel waktu dalam hal ini Td (Time dial) atau TMS (Time Multiple Setting) rele arus dengan karakteristik waktu terbalik ialah harus diketahui:

- a. Besarnya arus hubung singkat maksimum pada setiap seksi
- b. Penyetelan arusnya ( $I_s$ )
- c. Kurva karakteristik rele

Sedangkan langkah-langkah penyetelan time dial sebagai berikut :

- Menentukan penyetelan waktu  $T_d$  pada rele seksi yang paling hilir.
- Menentukan waktu kerja rele C ( $I_C$ ) untuk penyetelan  $T_d$  yang telah dipilih dengan arus gangguan  $I_f$  di C.

Besarnya arus gangguan di B ( $I_f B$ ) merupakan kelipatan arus setting rele pada seksi didepannya , yaitu rele pada seksi didepannya yaitu rele C jadi:

$$I_{fB} = a * I_{settingC}$$

Waktu kerja rele B ( $t_B$ ) untuk arus gangguan di C diharapkan minimal

$$t_B = t_C + \Delta t$$

Untuk menentukan  $T_d$  rele berikutnya yaitu rele A yang terletak satu seksi didepan rele B ialah dengan mengulang proses diatas yaitu pertama-tama menghitung waktu kerja rele B pada  $T_d$  yang telah didapat untuk arus gangguan di B.

### Rele arus lebih dengan karakteristik waktu arus berbanding terbalik (inverse)

Rele arus lebih dengan karakteristik waktu arus sangat berbanding terbalik (very inverse) beda waktu ( $\Delta t$ ) yang diberikan akan lebih besar jika terjadi gangguan diujung dan dipangkal dari seksi yang diamankan bila dibandingkan dengan rele arus lebih dengan karakteristik inverse biasa.

## **2.12 Penyetelan Rele Arus Lebih<sup>[9]</sup>**

Rele arus lebih berguna untuk membebaskan gangguan yang terjadi pada saluran dan peralatan yang terhubung dengan sistem.

Dalam penyetelan dan koordinasi rele pengamanan hal-hal yang perlu diperhatikan yaitu arus gangguan yang mengalir pada masing-masing bagian dari jaringan dapat diperhitungkan. Data-data yang perlu diperhatikan dalam penyetelan rele pengamanan adalah sebagai berikut :

- a. Diagram line dari sistem
- b. Data impedansi transformator, generator dan saluran
- c. Arus hubung singkat maksimum dan minimum yang mengalir melalui peralatan
- d. Arus beban maksimum yang mengalir melalui peralatan pengamanan
- e. Kurva karakteristik

### **2.13 Rele Arus Lebih Untuk Gangguan Antar Fasa**

Pada rele arus lebih untuk gangguan hubung singkat antar fasa yaitu gangguan tiga fasa dan dua fasa dapat digunakan dengan tiga buah rele atau hanya dengan dua rele.

Pengaman arus lebih dengan dua buah rele telah mencukupi untuk gangguan antar fasa mengingat adanya gangguan hubung singkat dua fasa salah satu rele atau keduanya akan bekerja tergantung fasa yang terganggu, misalnya gangguan antar fasa R-S maka rele R akan bekerja, fasa S-T maka rele T yang bekerja sedang untuk gangguan R-T maka rele fasa R ataupun T akan bekerja.

Pengaman arus lebih dengan tiga buah rele jelas lebih sempurna, karena setiap gangguan antar fasa lebih dari satu rele yang bekerja, sehingga bila satu rele gagal bekerja rele yang lainnya masih dapat bekerja, dengan demikian keandalannya dapat dijamin.

Pada rele arus lebih untuk gangguan antar fasa persyaratan yang perlu diperhatikan adalah sebagai berikut:

Rele arus lebih mengamankan seksi yang bersangkutan dan memberikan cadangan minimal satu seksi didepannya.

Batas atas dalam setelen rele arus lebih adalah:

$$I_s = 0.8 * I_{f \min}$$

Dimana :

$I_s$  = Setelan arus rele

$I_{f \min}$  = Arus gangguan hubung singkat 2 phasa dengan pembangkitan minimum yang terjadi diujung seksi berikutnya.

Rele arus lebih tidak boleh bekerja pada beban maximum. Dengan menggunakan factor keamanan 1,25 dan perbandingan arus kembali dan arus kerja untuk rele jenis inverse, sehingga batasan bawah setelan arus adalah:

$$I_s = 1.25 * I_{nom}$$

keterangan :

$I_{maks}$ : Arus maksimum yang diijinkan pada peralatan umumnya diambil arus nominal.

Persyaratan setelan arus dapat ditulis sebagai berikut:

$$1.25 * I_{nom} \leq I_s \leq 0.8 * I_{f \min}$$

keterangan :

$I_{nom}$  : Arus nominal yang lewat peralatan

$I_{f \min}$  : Arus gangguan pada pembangkit minimum

## 2.14 Kapasitas dan Rating dari Pemutus Daya (CB)

Pemutus daya atau Circuit breaker adalah suatu peralatan listrik yang dapat menghubungkan atau memutuskan rangkaian listrik dalam keadaan normal dan tidak normal yang dilengkapi dengan alat pemadam busur api. Dalam keadaan tidak normal

atau gangguan, CB adalah merupakan sakelar otomatis yang dapat memisahkan arus gangguan, dimana untuk mengoperasikan CB dalam keadaan tidak normal ini umumnya digunakan suatu rangkaian trip yang mendapat sinyal dari suatu rele pengaman.

Pemilihan CB tidak hanya bergantung pada keadaan arus minimal saja, tetapi juga bergantung pada keadaan arus maksimum yang mungkin terjadi pada saat gangguan, disebut juga momentary current. Dan juga arus yang masih ditahan oleh pemutus sesudah kontak pemutus membuka beberapa cycle yaitu interrupting current, serta sistem tegangan dimana CB ditempatkan.

Syarat-syarat yang harus dipenuhi oleh CB, antara lain:

- dalam keadaan tertutup harus mampu di aliri arus beban penuh untuk waktu yang panjang
- bila dikehendaki harus dapat membuka dalam keadaan berbeban atau bila sedikit terjadi beban lebih
- harus dapat memutus secara cepat arus beban yang mungkin mengalir bila terjadi hubungsingkat pada sistem
- bila kontak dalam keadaan terbuka, celah gap harus tahan terhadap tegangan rangkaian
- untuk membebaskan gangguan dari sistem, maka kalau ada gangguan harus segera reclosing dan reopening
- harus tahan terhadap arus hubungsingkat untuk beberapa saat sampai gangguan dibebaskan oleh peralatan pengaman lainnya yang lebih dekat dengan titik gangguan
- harus dapat memutuskan arus yang sangat kecil seperti arus magnetisasi transformator atau saluran yang sifatnya induktif atau kapasitif

- harus tahan terhadap efek pembusuran pada kontak-kontaknya, gaya elektrodinamis dan panas yang timbul pada waktu terjadi hubung singkat.

Rating suatu Pemutus daya diberikan dalam kilo voltampere atau megavoltampere. Kilovoltampere pemutus sama dengan  $\sqrt{3}$  kali kilovolt dari rel dimana pemutus rangkaian itu terhubung dikalikan dengan arus yang dapat diputuskannya bila kontakannya membuka. Arus ini tentu saja lebih rendah dari arus seketika dan tergantung pula pada kecepatan pemutus rangkaian tersebut, misalnya 8, 5, 3, atau 1,5 periode, yang merupakan ukuran waktu sejak gangguan terjadi sampai busur api padam.

Suatu prosedur yang digunakan pada umumnya adalah memberikan rating pada semua pemutus yang dihubungkan pada rel berdasarkan arus yang mengalir menuju gangguan pada rel itu.

Saat terjadi hubung singkat, maka besar daya hubung singkat sebagai berikut :

$$MVA_{\text{fault}} = S = \sqrt{3}(V_{pf})(I'') \times 10^{-6} \text{ MVA}$$

Kapasitas daya pemutusan dari suatu pemutus (CB) ditentukan sebagai berikut :

$$S_i = \sqrt{3}(V_{pf})(I'')\xi \times 10^{-6} \text{ MVA}$$

dimana :

$V_{pf}$  : Tegangan (L-L) sebelum gangguan pada titik gangguan (Volt)

$I''$  : Harga efektif arus hubung singkat awal simetris (Ampere)

$\xi$  : Faktor pengali

Dimana faktor pengali tersebut adalah konstante yang bergantung pada kecepatan (waktu) pemutusan, seperti pada tabel berikut :



Tabel 2.2 konstanta pemutusan CB

Waktu pemutusan (cycle)	K (konstanta pemutusan)	
	< 500 MVA	≥ 500 MVA
2	1.4	1.5
3	1.2	1.3
5	1.1	1.2
8	1	1.2

Pada umumnya waktu pemutusan 0,06 hingga 0,1 detik (3-5 cycle). Untuk memberi faktor keamanan maka besar arus yang diputus circuit breaker harus lebih kecil dari arus hubung singkatnya. Yaitu dikalikan dengan faktor  $\mu$  yang besarnya tergantung perbandingan antara arus hubung singkat (mendadak 3 phasa) dan arus nominal.

Dengan demikian besarnya arus yang diputus (breaking current) CB adalah :

$$I_{br} = \mu I_{hs}$$

Harga  $\mu$  diambil dari tabel dibawah ini

Tabel 2.3 Harga  $\mu$  terhadap I<sub>hs</sub>/I<sub>nom</sub>

I <sub>hs</sub> / I <sub>nom</sub>	$\mu$
1.8	1
2	0.98
3	0.84
4	0.78
5	0.73
6	0.69
7	0.66
8	0.64

Pada umumnya harga dari perbandingan arus hubung singkat dengan arus nominal atau I<sub>hs</sub> / I<sub>nom</sub> lebih besar dari 5, oleh sebab itu dalam perhitungan dapat diambil  $\mu = 0,7$ .

### 2.15 Kapasitas Hubung Singkat Saluran

Suatu energi listrik dapat dipindah dari sumber ke beban melalui suatu saluran. Saluran yang dimaksud disini adalah suatu peralatan dalam sistem tenaga yang digunakan untuk mentransmisikan dan mendistribusikan tenaga listrik, dalam hal ini adalah kabel. Beberapa faktor yang menentukan keamanan kemampuan hantar arus dari suatu kabel antara lain:

- temperatur maksimum yang diijinkan pada isolasi yang mengelilingi (membungkus) konduktor kabel.
- Metode dissipasi panas yang melalui kabel.
- Kondisi pemasangan dan kondisi ambient

Agar dapat bekerja dengan baik, maka suatu saluran / kabel harus mampu menahan besarnya arus yang mengalir, baik itu dalam keadaan normal ataupun dalam keadaan terjadi gangguan. Ketika terjadi gangguan hubung singkat, pada peralatan

terutama saluran / kabel akan mengalir suatu arus yang sangat besar sampai beberapa kali arus nominal.

Dalam kondisi tersebut kapasitas hubung singkat dari kabel harus dapat menahan besarnya arus hubung singkat yang mengalir. Maka dilakukan evaluasi kemampuan hubung singkat kabel terhadap arus hubung singkat, dengan cara membandingkan data dari kabel terhadap arus gangguan dari perhitungan atau hasil simulasi. Biasanya evaluasi

ini dilakukan pada beberapa cycle setelah gangguan (short time current) misal 0,1 detik, 0,5 detik dan 1 detik.

Tabel 2.4 . SISTEM PENGAMANAN SALURAN TRANSMISI<sup>[6]</sup>

Sistem Tenaga	Sistem Pembumian	Sistem Pengaman Utama		Sistem Pengaman Cadangan		
		Hubung singkat fasa	Hubung singkat ketanah	Hubung singkat fasa	Hubung singkat ketanah	
Saluran Udara	Langsung ( efektif )	Pilot Relaying	Pilot Relaying	Rele jarak	Rele jarak	
	Tahanan Tinggi	Pilot Relaying	Pilot Relaying	Rele jarak	Rele Jarak	
		Pengamanan Seimbang (Balance protection )	Pengamanan Seimbang (Balance protection )	Rele Jarak	Rele Jarak	Rele arah
				Rele Arah	Rele Arus Lebih	Rele Tegangan Lebih
				Rele Jarak	Rele Arus Lebih	Rele tegangan Lebih
				Rele Arah	Rele Arus Lebih	Rele tegangan Lebih
	Dengan gulungan Patersen	Pengamanan Seimbang (Balance protection )	Pengamanan Seimbang ( Balance protection )	Rele jarak	Rele jarak	Rele arah
				Rele arah	Rele Arus Lebih	Rele tegangan lebih
				Rele jarak	Rele Arus Lebih	Rele tegangan Lebih
				Rele arah	Rele Arus Lebih	Rele arus lebih
Tidak ditanahkan	Rele jarak	Rele Jarak	Rele Arus leebih	Rele tegangan lebih		
			Rele arah	Rele tegangan lebih		
Saluran Bawah Tanah	Tahanan tinggi	Pilot Wire	Pilot Wire	Rele jarak	Rele Arah	
				Rele arah	Rele tegangan lebih	
		Pengamanan Seimbang (balance protection )	Pengamanan Seimbang ( Balance protection )	Rele jarak	Rele Arah	
				Rele Arah	Rele tegangan lebih	
		Rele jarak	Rele arah	Rele Jarak	Rele arah	
				Rele Arah	Rele tegangan lebih Relaying sistem	

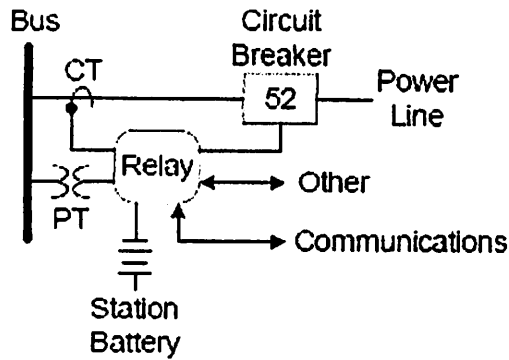
## **BAB III**

### **ANALISIS SETTING WAKTU RELAY ARUS LEBIH PADA GI KEBON AGUNG DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK RANDOM SEARCH**

#### **3.1 Dasar relay proteksi<sup>[7]</sup>.**

Relay power system modern telah menganut system elektromekanikal, electronic dan berdasarkan peralatan computer yang melindungi peralatan power system dari arus dan tegangan yang tidak normal. Dua hal yang mendasar dalam proteksi relay adalah menglokalisir bagian yang terganggu dan tidak mempengaruhi system yang lain.

Relay mempunyai beberapa inputan untuk mendapatkan sinyal trip. Gambar 4.1 mengilustrasikan rangkaian transformator tegangan dan transformator arus pada power sistem. tegangan DC dibutuhkan untuk mensuplay tegangan pada koil relay agar mendapatkan kerja relay yang optimal saat mengoperasikan CB (circuit breaker). Desain rangkain berdasarkan standarisasi dari IEEE C37.2. baterai secara normal menyediakan tegangan DC pada saat terjadi gangguan yang menyebabkan terputusnya aliran arus pada hubungan AC. Inputan lain dapat membuat kinerja relay berubah, lebih cepat atau tidak mengoperasikan relay sama sekali.



Gambar 3.1 single line diagram pemasangan relay pada sistem tenaga listrik

### 3.2 Sejarah relay<sup>[7][9]</sup>

Istilah relay secara normal berorientasi pada peralatan elektronik atau elektromekanik yang merespon proses pembagian pada sistem relay. Pada istilah umum, relay menyediakan kontrol untuk breaker sehingga dapat berfungsi mirip sebuah fuse(sikering) atau residential CB.

CB dan fuse, keduanya mendeteksi dan menghambat arus gangguan .ini membutuhkan relay dan CB.

Secara garis besar relay adalah elektro mekanikal dan membutuhkan Flux untuk menghasilkan torsi yang menyebabkan breaker terbuka.perhitungan torsi standar ditunjukkan pada 3.1 dan proses untuk mendapatkan nilai untuk kontanta K1 sampai K4 menggambarkan operasi relay dasar. Hasil torsi positif yang cenderung memaksa tertutupnya trip kontak. Perhitungan 3.1 akan digunakan untuk menjelaskan operasi dasar dari semua jenis relay pengaman. Mikroprosesor moderen berdasarkan relay masih digunakan untuk berbagai dasar hubungan.

$$T = K_1 I^2 - K_2 V^2 + K_3 V I \cos(\theta - \tau) + K_4 \quad 3.1$$

Banyak relay elektromekanikal masih digunakan untuk peralatan, industri, dan fasilitas umum. Yang mempunyai batas kemampuan dan bentuk yang terpisah, elemen, yang menyediakan berbagai kontrol

Transistor dan IC telah menggantikan relay yang menggunakan piringan solid state. Relay mikroprosesor dikenalkan pada tahun 1980-an, yang menggantikan elektromekanikal dan solid state relay untuk aplikasi baru.

Maksud dan tujuan dari relay pengaman tidak berubah selama bertahun-tahun, untuk efisiensi dan efektivitas pengelompokan gangguan dari power system sehingga menyebabkan minimalnya gangguan pada bagian yang tidak terjadi gangguan. Relay menyediakan kontrol saklar otomatis untuk semua aspek power system. Secara normal setting pergerakan saklar memutus peralatan atau bagian dari power system.

### **3.3 Distribusi arus dan tegangan**

Dalam prakteknya, perhitungan gangguan menghasilkan pemeriksaan akibat dari gangguan pada tiap cabang jaringan, maka pengamanan dapat diaplikasikan dengan tepat untuk mengisolasi bagian dari sistem yang terganggu secara langsung. Hal ini tidak cukup untuk menghitung arus gangguan pada gangguan itu sendiri, distribusi arus gangguan juga harus diperhitungkan. Demikian juga tegangan abnormal dapat terjadi pada sistem karena gangguan, hal ini dapat juga mempengaruhi kinerja pengaman.

#### **3.3.1 Distribusi arus gangguan**

Arus fasa pada semua jaringan dihasilkan dari urutan distribusi arus pada rangkian ekuivalen gangguan urutan gangguan dinyatakan dalam PU (per unit).

Dalam perhitungan power sistem, urutan impedansi positif dan negatif secara normal adalah sama, nilai impedansi dan konfigurasi dari impedansi urutan nol biasanya berbeda dari impedansi urutan positif dan negatif. Jadi impedansi urutan nol dapat

dihasilkan dengan perhitungan. bila  $C_0$  dan  $C_1$  di diskripsikan sebagai urutan nol dan positif maka arus nyata dalam sebuah jaringan dihasilkan dengan mengkalikan arus nyata dengan perkiraan faktor distribusi. Untuk alasan ini, bila  $I_1$ ,  $I_2$  dan  $I_3$  adalah urutan arus masing-masing cabang pada jaringan selama terjadi gangguan di satu titik yang sama, maka arus fasa pada tiap cabang akan dinyatakan dalam konstanta distribusi dan urutan arus gangguan. Pada perhitungan 3....merupakan perhitungan gangguan shunt

a. satu fasa ke tanah

$$\left. \begin{aligned} \bar{I}'_o &= (2C_1 + C_0) \bar{I}_o \\ \bar{I}'_b &= -(C_1 - C_0) \bar{I}_o \\ \bar{I}'_c &= -(C_1 - C_0) \bar{I}_o \end{aligned} \right\}$$

b. fasa- fasa

$$\left. \begin{aligned} \bar{I}'_o &= 0 \\ \bar{I}'_b &= (a^2 - a) C_1 \bar{I}_1 \\ \bar{I}'_c &= (a - a^2) C_1 \bar{I}_1 \end{aligned} \right\}$$

c. fasa - fasa ke tanah

$$\left. \begin{aligned} \bar{I}'_o &= -(C_1 - C_0) \bar{I}_o \\ \bar{I}'_b &= \left[ (a - a^2) C_1 \frac{\bar{Z}_0}{\bar{Z}_1} - a^2 C_1 - C_0 \right] \bar{I}_o \\ \bar{I}'_c &= \left[ (a^2 - a) C_1 \frac{\bar{Z}_0}{\bar{Z}_1} - a C_1 + C_0 \right] \bar{I}_o \end{aligned} \right\}$$



d. tiga phasa

$$\left. \begin{aligned} \bar{I}'_a &= C_1 \bar{I}_1 \\ \bar{I}'_b &= a^2 C_1 \bar{I}_1 \\ \bar{I}'_c &= a C_1 \bar{I}_1 \end{aligned} \right\}$$

### 3.3.2 Distribusi tegangan

Distribusi tegangan pada setiap cabang pada jaringan dihasilkan dari urutan distribusi tegangan. Tegangan urutan positif adalah kecil. Sementara urutan nol dan negatif tegangan adalah maksimum

Secara umum urutan tegangan pada tiap sistem berdasarkan pada perhitungan :

$$\left. \begin{aligned} \bar{V}'_1 &= \bar{V} - \bar{I}_1 \left[ \bar{Z}_1 - \sum_i^n C_{1n} \Delta \bar{Z}_{1n} \right] \\ \bar{V}'_2 &= -\bar{I}_2 \left[ \bar{Z}_1 - \sum_i^n C_{1n} \Delta \bar{Z}_{1n} \right] \\ \bar{V}'_0 &= -\bar{I}_0 \left[ \bar{Z}_0 - \sum_i^n C_{0n} \Delta \bar{Z}_{0n} \right] \end{aligned} \right\}$$

### 3.4 Perhitungan Gangguan arus lebih.

Sistem tenaga listrik secara normal bekerja pada jaringan 3 fasa yang simetri. Saat terjadi gangguan, maka system akan tidak berada pada posisi simerti, menghasilkan arus yang tidak stabil dan tegangan yang tidak stabil pula sehingga mempengaruhi system. Untuk aplikasi proteksi system transmisi, hal yang sangat perlu diketahui adalah distribusi arus gangguan yang melewati system dan tegangan di berbagai bagian system selama gangguan terjadi. Kini, batas nilai arus semua titik

relay harus diketahui bila ingin menghilangkan gangguan yang terjadi, data-data yang di perlukan untuk setiap gangguan pada titik-titik relay, antar lain :

- a. batas maksimum arus gangguan.
- b. batas minimum arus gangguan.
- c. batas maksimum arus gangguan pada system.

Untuk mendapatkan data di atas, batas stabil pembangkitan dan kemungkinan kondisi pengoperasian, termasuk metode sistem pembumian, harus diketahui. Gangguan selalu disumsikan sebagai gangguan impedansi nol.

### **3.5 Konsep Tingkat Arus/Waktu**

Metode yang dipergunakan untuk mengkoordinasi rele arus lebih adalah dengan mempergunakan sistem tingkat waktu, sistem tingkat arus ataupun kombinasi dari keduanya. Dimana ketiga metode harus mampu untuk mengatasi dan mengisolasi daerah yang mendapat gangguan dari jaringan sistem tenaga listrik, artinya membebaskannya dari sistem yang tak mengalami gangguan.

#### **3.5.1 Metode tingkat waktu (time grading)**

Dengan metode gradasi waktu, rele yang berada di ujung terjauh dari pusat pembangkit diberi waktu kerja tersingkat kemudian waktu kerja ditambah secara bertingkat untuk rele-rele yang semakin dekat dengan pusat pembangkit.

Tingkatan waktu antar rele diambil 0,3 – 0,4 detik. Hal ini untuk menjaga agar tidak terjadi kesalahan kerja seperti misalnya membukanya dua buah CB pada tingkatan waktu yang berbeda. Adapun pertimbangan mengambil waktu tingkatan minimal sebesar 0,3 -0,4 detik adalah sebagai berikut:

- waktu kerja CB sebesar 0,08 detik
- overshoot / overtravel = 0,1 detik
- safety factor = 0,12 – 0,22 detik

Metode tingkatan waktu mempunyai kelemahan yaitu semakin panjang saluran yang ada maka selisih waktu pemutusan antara rele yang terjauh dengan pembangkit dan rele yang terdekat dengan pembangkit akan semakin besar. Akibatnya waktu pemutusan untuk rele yang terdekat dengan pembangkit akan besar.

Hal di atas akan membahayakan pembangkit karena arus-arus gangguan pada lokasi yang dekat dengan pembangkit adalah yang terbesar sehingga semestinya membutuhkan waktu pemutusan yang cepat. Oleh karena itu maka penggunaan utama dari sistem tingkatan waktu (time grading) ini adalah pada suatu rangkaian dimana perbedaan tingkat gangguan pada daerah yang berbeda tidak begitu besar.

### 3.5.2 Metode tingkat arus (current grading)<sup>[9]</sup>

Metode ini berdasarkan fakta bahwa arus gangguan yang terjadi pada lokasi yang berbeda, besarnya juga berbeda karena pengaruh nilai impedansi yang berbeda antara pembangkit dengan lokasi gangguan. Gangguan yang paling jauh dari pembangkit akan memiliki impedansi yang paling besar oleh karena arus gangguannya paling kecil. Arus gangguan semakin besar seiring dengan semakin dekatnya lokasi gangguan dengan pembangkit. Oleh karena itu setting rele terjauh dari pembangkit diset paling kecil kemudian setting dinaikkan untuk rele yang semakin dekat dengan pembangkit dan disesuaikan dengan besar arus gangguan.

Metode ini mempunyai kelemahan yaitu untuk gangguan didekat bus yaitu disisi incoming dan disisi outgoing mempunyai perbedaan arus gangguan sangat kecil sehingga cukup sulit untuk menentukan tingkat arus yang benar antara rele disisi outgoing dengan rele disisi incoming. Karena kelemahan tersebut maka metode ini

hanya digunakan pada rangkaian dimana impedansi antara kedua CB cukup besar sehingga perbedaan tingkat gangguan pada tempat yang berbeda cukup besar.

### 3.5.3 Metode tingkat arus waktu (time current grading)<sup>[9]</sup>

Pada sistem ini biasanya dipergunakan pada rele arus lebih waktu-inverse dan kurva karakteristik yang banyak dipergunakan adalah karakteristik IDMT (Inverse Definite Minimum Time), dimana memungkinkan penggunaan range arus yang besar dan rele dapat disetel pada waktu minimum tertentu sesuai kebutuhan.

Didalam sistem tingkat arus dan waktu terdapat dua hal yang harus diperhatikan dalam penyetelan yaitu:

#### a) TMS (Time Multiplier Setting)

Definisi TMS adalah:

$$TMS = \frac{T}{T_m}$$

keterangan :

T = waktu yang dibutuhkan rele untuk bekerja

T<sub>m</sub> = waktu yang didapatkan dari kurva karakteristik rele dengan harga TMS=10 dan mempergunakan nilai ekivalen PMS untuk arus gangguan maksimum.

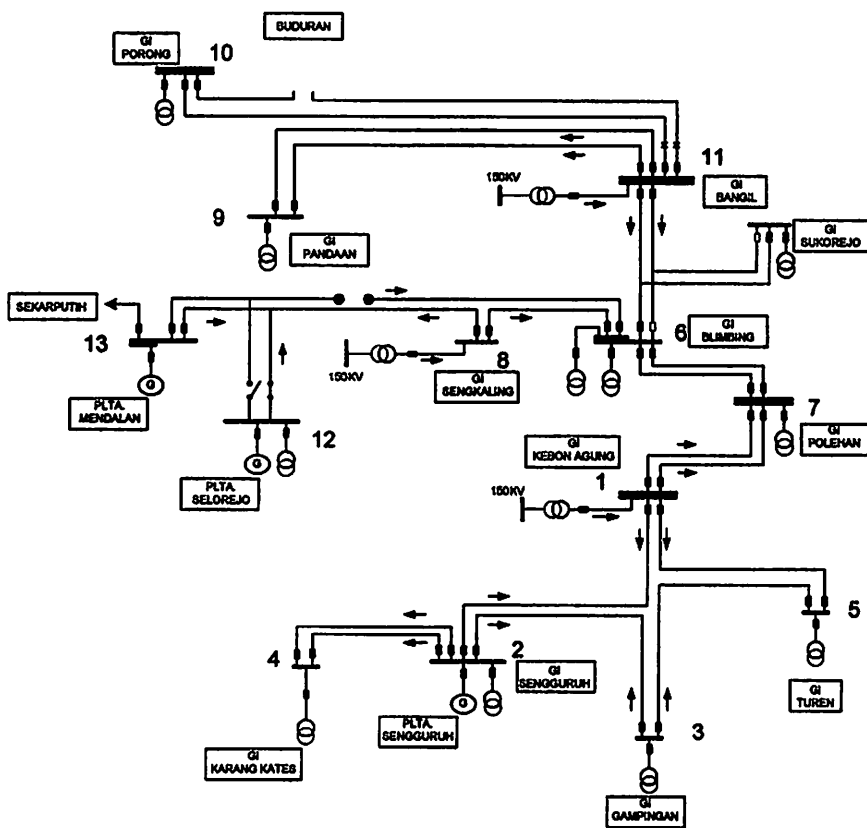
#### b) PSM (Plug Setting Multiplier)

Definisi PSM adalah :

$$PSM = \frac{\text{Arus pada sisi primer}}{\text{Setting arus pada rele } \times \text{ ratio dari CT}}$$

### 3.6 Data Saluran Transmisi 70Kv pda wilayah kerja UPT malang

Pada wilayah kerja UPT malang terapat beberapa Gardu Induk yang terhubung, babarapa gardu induk ini masing masing mempunyai 2 sistem, yaitu system penyaluran 70Kv dan system penyaluran 150Kv. Dalam skripsi ini hanya dibahas system penyaluran 70Kv. Adapun system penyaluran 70Kv dapat dilihat dalam single line diagram dibawah ini.



Gambar 3.2 Single line diagram Transmisi 70kv wilayah UPT malang

### 3.4.1 Data setelan relay pada wilayah kerja UPT malang

Tabel 3.1 Daftar setelan relay penghantar 70Kv diwilayah kerja PT. PLN

(PERSERO) UPT malang

NO	GI/GIS	PHT	L (km)	R $\Omega/\text{km}$	X $\Omega/\text{km}$	CT RATIO	PT RATIO
1	KEBONAGUNG	POLEHANI	11,425	0,2175	0,3871	400/5	66000/110
2		POLEHAN2	11,425	0,2175	0,3871	400/5	66000/110
3		SENGGURUH	25,775	0,1400	0,4000	400/5	66000/110
4		TUREN	21,240	0,1400	0,4000	400/5	66000/110
5	SENGGURUH	KARANGKATES1	12,770	0,3866	0,3584	200/5	66000/110
6		KARANGKATES2	12,770	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
7		GMPINGAN	1,345	0,1400	0,4000	400/5	66000/110
8		KEBONAGUNG	25,775	0,1400	0,4000	400/5	66000/110
9	GAMPINGAN	TUREN	26,100	0,1400	0,4000	300/5	66000/110
10		SENGGURUH	1,345	0,1400	0,4000	300/5	66000/110
11	KARANGKATES	SENGGURUH1	12,770	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
12		SENGGURUH2	12,770	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
13	TUREN	KEBONAGUNG	21,240	0,1400	0,4000	400/5	66000/110
14		GAMPINGAN	26,100	0,1400	0,4000	400/5	66000/110
15	BLIMBING	SENGKALING1	8,610	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
16		SENGKALING2/MDL	28,720	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
17		BANGIL1	40,410	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
18		BANGIL2	40,410	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
19		POLEHANI	12,182	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
20		POLEHAN2	12,182	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
21	POLEHAN	BLIMBING1	12,182	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
22		BLIMBING2	12,182	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
23		KEBONAGUNG1	11,425	0,2175	0,3871	400/5	66000/110
24		KEBONAGUNG2	11,425	0,2175	0,3871	400/5	66000/110
25	SENGKALING	BLIMBING1	8,610	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
26		BLIMBING2/MDL	9,5/14,99	0,3866	0,3584	400/5	66000/110

Tabel 3.2 Daftar penghantar 70Kv diwilayah kerja PT. PLN (PERSERO) UPT

Malang

PABRIK	JENIS	TIPE
NISSIN	ACSR ostrich 300	EXH 31
NISSIN	ACSR ostrich 300	EXH 31
NISSIN	TACSR 160	EXH 31
NISSIN	TACSR 160	EXH 31
ASEA	ACSR pigeon 3/0	RAZOA
ASEA	ACSR pigeon 3/0	RAZOA
ASEA	TACSR 160	RAZOA
NISSIN	TACSR 160	EXH 31
NISSIN	TACSR 160	TRL- D11T
ASEA	TACSR 160	RAZOA
ASEA	ACSR pigeon 3/0	RAZOA
ASEA	ACSR pigeon 3/0	RAZOA
NISSIN	TACSR 160	TRL- D11T
NISSIN	TACSR 160	TRL- D11T
GEC	ACSR pigeon 3/0	Q'MHO
GEC	ACSR pigeon 3/0	Q'MHO
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31
ASEA	ACSR pigeon 3/0	RAZOA
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31
NISSIN	ACSR ostrich 300	EXH 31
NISSIN	ACSR ostrich 300	EXH 31
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31

Tabel 3.3: Daftar daerah pengamanan 70Kv diwilayah kerja PT. PLN (PERSERO)

UPT Malang

DISTANCE											
ZONE1		ZONE2		ZONE3		ZONE4/Z3R		OPTION		SUDUT	
OHM	▷	OHM	▷	OHM	▷	OHM	▷	X	Y	Ph	N
0.45	0	0.78	0.4	2.2	1					90	90
0.45	0	0.78	0.4	2.2	1					90	90
1.087	0	1.428	0.4	2	0.8					90	90
0.877	0	1.25	0.4	2.857	2					90	90
0.112	0	1.572	0.35	3.232	1.6					90	90
1.49	0	2.48	0.4	4.48	0.8					90	90
0.34	0	0.527	0.4	6.656	0.8					90	90
1.11	0	1.47	0.4	2.56	0.8					90	90
1.11	0	1.67	0.4	2.7	0.8					90	90
0.259	0	0.382	0.4	5.12	1.6					90	90
1.906	0	2.986	0.75	6.89	1.6					90	90
1.906	0	2.986	0.75	6.89	0.8					90	90
0.892	0	1.315	0.4	2.631	0.8					90	90
1.136	0	1.47	0.4	2	1.2					90	90
0.749	0	1.296	0.4	3.5	1.2	0.18	1.2	0	0	45	65
2.419	0	3.648	0.4	6.144	0.8	0.24	1.2	0	0	45	65
2.27	0	3.57	0.4	4.17	0.8					90	90
1.7	0	2.47	0.4	3.02	0.7					90	90
0.53	0	1.36	0.4	4	0.7					90	90
0.53	0	1.36	0.4	4	0.7					90	90
0.625	0	2.27	0.4	4	0.7					90	90
0.625	0	2.27	0.4	4	0.7					90	90
0.55	0	1.087	0.4	9.09	0.7					90	90
0.55	0	1.087	0.4	9.09	0.7					90	90
0.52	0	0.78	0.4	2.77	0.7						
1.136	0	1.667	0.4	6.25	0.8						



Tabel 3.4 Daftar Overcurrent 70Kv diwilayah kerja PT. PLN (PERSERO) UPT

Malang

OVER CURRENT				KETERANGAN
PABRIK	TIPE	SET		
		I>	T>	
SEG	MRIE-I3	6A=480A	TD.0,38(SI)	
SEG	MRIE-I3	6A=480A	TD.0,38(SI)	
SEG	MRIE-I3	6A=480A	TD.0,39(SI)	
SEG	MRIE-I3	6A=480A	TD.0,39(SI)	
SEG	MCGG82	5A=200A	TD.0,35(SI)	
SEG	MCGG82	6A=480A	TD.0,43(SI)	
GEC	MRIE-I3	6A=480A	TD.0,43(SI)	
GEC	MRIE-I3	6A=480A	TD.0,43(SI)	
SEG	MRIE-I3	6A=360A	TD.0,37(SI)	
SEG	MRIE-I3	6A=360A	TD.0,37(SI)	
GEC	MCGG82	4.5A=360A	TD.0,25(SI)	
GEC	MCGG82	4.5A=360A	TD.0,25(SI)	
SEC	MRIE-I3	3.9A=312A	15SEC	OLS
SEC	MRIE-I3	3.2A=256A	15SEC	OLS
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,23(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,38(SI)	SETTING S/D MDL
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,38(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,38(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,38(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,38(SI)	
SEC	MRIE-I3	6.0A=480A	TD.0,37(SI)	
SEC	MRIE-I3	6.0A=480A	TD.0,37(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,37(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,37(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,24(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,24(SI)	

Tabel 3.5 Gangguan penghantar 150/70 Kv

No	RELAY		GANGGUAN	INDIKASI		keterangan
	merk	type		relay	panel	
1	THOSIBA	RYL2S	Ø - N	Ø - N	44GH	
			final trip	zone 1		
2	NISSIN	CXH1-2XM/2XME	Ø - Ø	Ø - Ø	44SH	
			final trip	zone 2		
3	TOSHIBA	CXS3D-DO6Q	Ø - N	M85G	44GT	
			Ø - Ø		86	
4	ASEA	RAZOA	Ø - N	M85G	44SH	
			Ø - Ø		86	
5	QUADRAMHO	SHPM101	Ø - N	44G-0-SU	44GT	
			Ø - Ø	44S-0-SU	44SH	
6	NISSIN	EAH-31	Ø - N	trip Ø - N	44GT	
			Ø - Ø	2,3, TRIP Ø - Ø	44SH	
5	QUADRAMHO	SHPM101	Ø - N	2,3, A	44GT	
			Ø - Ø	2,3, A - B	44SH	
6	NISSIN	ORH1-EV1	Ø - Ø	ZONE 2	44S	
			Ø - N	X1, X2, M	67G	

### 3.7. Random Search Technique<sup>[1][10]</sup>.

Teknik random atau yang biasa dikenal dengan teknik acak ialah salah satu teknik yang digunakan untuk menyelesaikan problem koordinasi pada pengaman. teknik ini mencoba menyelesaikan solusi umum dari permasalahan-permasalahan yang ada.

Random search technique adalah suatu algoritma heuristic yang dimana dapat digunakan untuk menghasilkan solusi optimasi global pada suatu masalah optimasi non linear terkendala, seperti :

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

Misal,  $f$  adalah nilai nyata fungsi pada variabel  $n$ .

$$\text{Subtitusikan } g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \geq 0 \text{ untuk } j = 1, 2, 3, \dots, m,$$

$$\text{dan } a_i \leq x_i \leq b_i, \text{ untuk } i = 1, 2, 3, \dots, n.$$

Random search technique bekerja secara iterasi dalam dua fase atau dua langkah. Langkah pertama ialah menghitung objective function untuk menghasilkan nilai kemungkinan solusi acak, setelah itu pada fase ke dua hasil kemungkinan itu di manipulasi menggunakan pencarian local menggunakan pendekatan quadratic untuk mendapatkan kemungkinan terbesar untuk penyelesaian optimasi global. hal ini terus berputar sampai hasil optimasi global tercapai.

#### 3.7.1 Perkiraan Quadratic

Perkiraan Quadratic untuk fungsi  $y = f(x)$  berdasarkan pada titik  $x_0$  adalah

$$Q(x) = f(x_0) + f'(x_0)(x - x_0) + 1/2 f''(x_0)(x - x_0)^2$$

Dan untuk pendekatan persamaannya  $f(x)$  untuk  $x$  mendekati  $x_0$ .

$$\text{perhatikan } Q(x) = L(x) + 1/2 f''(x_0)(x - x_0)^2$$

dimana  $L(x) = f(x_0) + f'(x_0) (x - x_0)$

adalah pendekatan linear.

### 3.8. Formulasi penyelesaian<sup>[1][10]</sup>

#### 3.8.1. Formulasi masalah optimasi

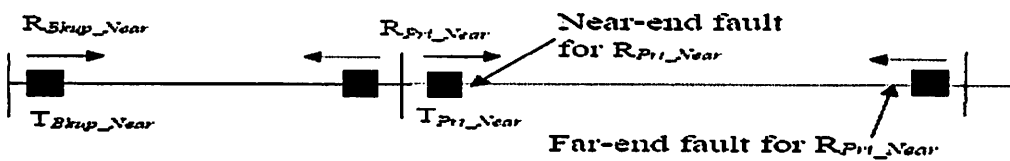
Dalam prosedur normal koordinasi relay menggunakan teknik optimasi. Sebuah fungsi obyektif menekan subyek koordinasi pada semua relay bersamaan dengan perintah operasi. operasi relay menurut waktu operasi, fungsi objektif dan koordinasi performa DOCR yang dijelaskan seperti dibawah ini:

a. Perhitungan operasi relay.

Perhitungan standart relay berdasarkan karakteristik DOCR.

$$T = \frac{0.14 * TDS}{(PSM)^{0.02} - 1.0}$$

PSM = plug seting multiplier ialah adalah rasio antara arus yang terlihat yang melewati relay dengan arus seting relay.



Gambar 3.3. diagram batas dekat dan jauh pada seting relay

b. Fungsi objektif tradisional

Fungsi objektif biasa untuk koordinasi DOCR adalah penjumlahan dari waktu operasi relay utama yang merespon untuk melokalisir arus gangguan bus jauh. hal ini di sederhanakan menjadi:

$$Z_{con} = \sum_{i=1}^{N_{Near}} T_{Prt\_Near}^i + \sum_{j=1}^{N_{Far}} T_{Prt\_Far}^j$$

Dimana:

$N_{near}$  = adalah nomor relay yang terdekat dengan gangguan

$N_{far}$  = adalah nomor respon relay yang jauh dari gangguan

$T_{pri\_near}$  = adalah waktu operasi relay utama yang terdekat dengan gangguan

$T_{pri\_far}$  = adalah waktu operasi relai utama yang jauh dari gangguan

c. Koordinasi terkendala normal

- Terkendala selektif

Terkendala ini memaksa membatasi relay cadangan agar tidak bekerja sebelum relay utama bekerja yang biasa di sebut CTI atau (coordination time interval). Terkendala normal adalah menyusun batas terdekat sebaik batas terjauh. Terkendala selektif dapat di dapat dari persamaan:

$$T_{Bkup\_Near} \geq T_{Pri\_Near} + CTI$$

Dimana:  $T_{Bkup\_near}$  adalah operasi waktu untuk relay cadangan

$T_{pri\_near}$  adalah waktu operasi untuk relay utama

- Terkendala paksaan antara dua seting yang biasa di sebut time dial setting

(TDS) dan seting arus kerja  $I_p$  untuk tiap relay

a.  $TDS_{min} \leq TDS \leq TDS_{max}$

Dimana :  $TDS_{min}$  adalah batas bawah dari TDS

$TDS_{max}$  adalah batas atas dari TDS

b.  $I_{pmin} \leq I_p \leq I_{pmax}$

Dimana :  $I_{pmin}$  adalah batas terendah  $I_p$

$I_{pmax}$  adalah batas tertinggi  $I_p$

- Pengaman utama harus bekerja kurang dari batas waktu maksimum untuk semua gangguan dan batas minimum untuk gangguan yang di sebabkan gejala transient.

### **3.8.2 Kriteria untuk melemahkan Terkendala selektif**

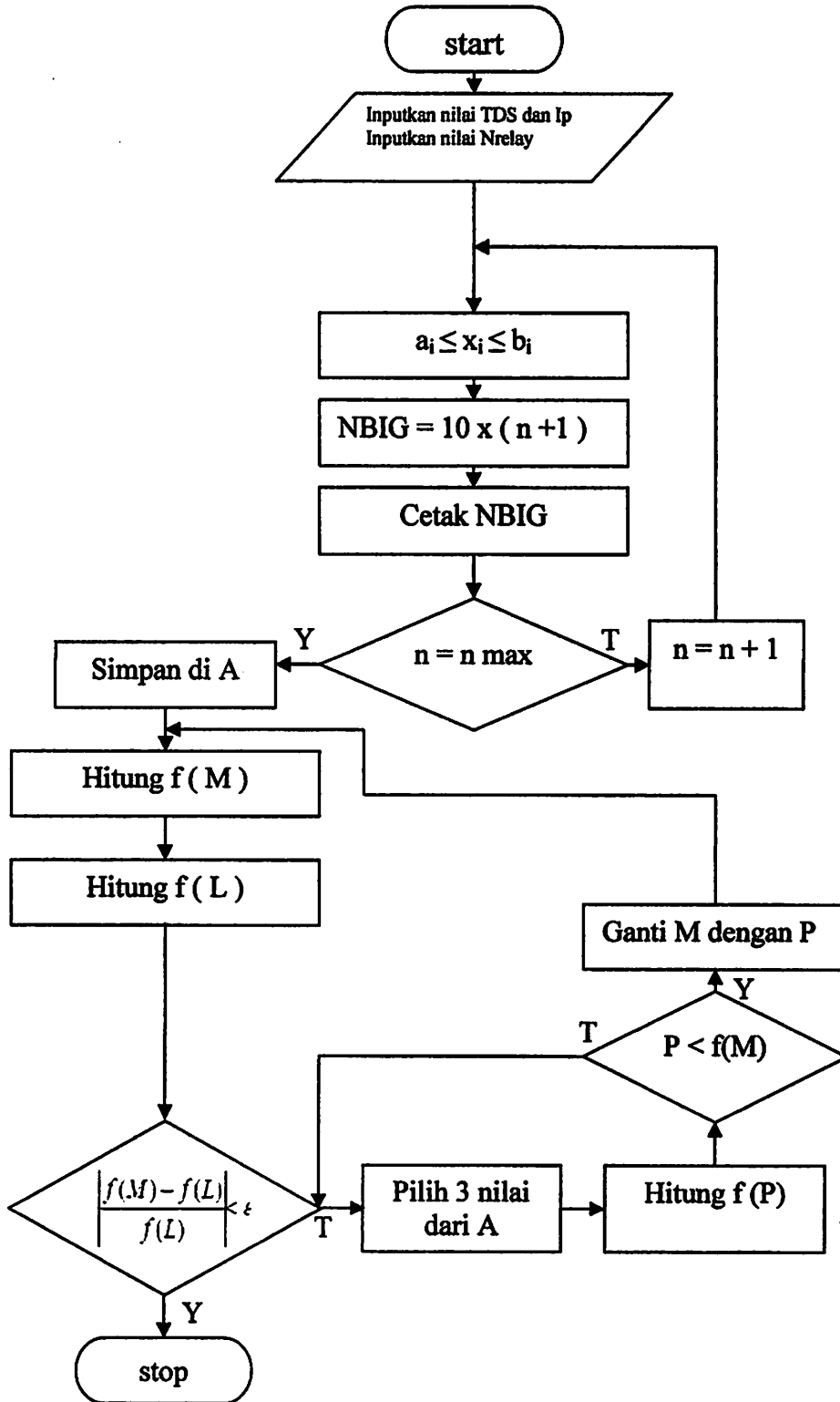
Mengikuti criteria yang di gunakan untuk menekan Terkendala yang tidak perlu untuk menjalankan prosedur optimasi, antara lain:

- 1.2.1 Saat DOCR merasakan arus gangguan, hubungan koordinasi terkendala tidak disertakan dalam langkah optimasi. kebanyakan terkendala termasuk kategori ini
- 1.2.2 Saat arah arus gangguan untuk gabungan relay dalam terkendala selektif bertemu; Terkendala gabungan juga dilemahkan. Dalam hal ini Hanya beberapa terkendala dilemahkan.

### 3.9 ALOGARITMA PENYELESAIAN MASALAH

1. Mulai
2. Inputkan nilai  $X (x_1, x_2, \dots, x_n)$  TDS dan  $I_p$  tiap relay
3. Inputkan nilai  $n$  {jumlah kemungkinan solusi acak dan menentukan nilai dari fungsi objektif}
4.  $a_i \leq x_i \leq b_i$ ,  $i = 1, 2, 3, \dots, n$   $a_i$  dan  $b_i$  adalah batas atas dan bawah dari variabel TDS
5. Hitung nilai NBIG =  $10 \times (n + 1)$  dan nilai fungsi obyektif tiap kandidat
6. Simpan nilai NBIG di A
7. Inputkan nilai M = batas atas kemungkinan solusi
8. Inputkan nilai L = batas bawah kemungkinan solusi
9. Hitung fungsi maksimal  $f(M)$  dan  $f(L)$
10. Hitung fungsi minimal  $f(M)$  dan  $f(L)$
11. Bila  $\left| \frac{f(M) - f(L)}{f(L)} \right| < \epsilon$  maka menuju langkah 17 bila tidak lanjutkan ke langkah berikutnya
12. Dari sector A ambil kemungkinan 3 solusi  $R_1=L, R_2, R_3$
13. Hitung P
$$P = 0.5 \left( \frac{(R_2^2 - R_3^2)f(R_1) + (R_3^2 - R_1^2)f(R_2) + (R_1^2 - R_2^2)f(R_3)}{(R_2 - R_3)f(R_1) + (R_3 - R_1)f(R_2) + (R_1 - R_2)f(R_3)} \right)$$
14. Cari nilai  $f(P)$  untuk mencari nilai minimum solusi
15. Bila  $f(P) < f(M)$  memenuhi lanjutkan ke langkah berikutnya jika tidak kembali ke langkah 10
16. Ganti M dengan P pada A dan menuju proses 7
17. Perhitungan dihentikan, L adalah global minimum solution

### 3.10 Flowchart penyelesaian masalah menggunakan Random Search Technique





## **BAB IV**

### **PERHITUNGAN SETTING WAKTU RELAY ARUS LEBIH PADA GI KEBON AGUNG DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK RANDOM SEARCH**

#### **4.1. Program Komputer Penentuan setting waktu pada relay arus lebih menggunakan teknik random<sup>[1]</sup>.**

Dalam memilih suatu metode solusi untuk aplikasi praktis itu memerlukan analisa yang dicerminkan atas kelebihan – kelebihan dan kekurangan – kekurangan dari metode yang ada. Untuk solusi dari permasalahan diatas maka digunakan teknik random dalam mengotimalisasi dalam masalah penentuan seting waktu relay arus lebih ( over current relay ).

Dalam perhitungan analisis penentuan waktu setting OCR (Over Current Relay) disini menggunakan program computer. Pada prinsipnya penggunaan program computer yang dapat menganalisis sebuah jaringan sub transmisi dengan jumlah cabang atau jumlah bus yang tidak terbatas, maka hal ini menyangkut masalah perangkat computer seperti Memori, Prosesor, Vga yang berada dalam computer yang digunakan.

Sistem Transmisi yang dianalisis yaitu sistem transmisi 70 KV yang berada di wilayah kerja UPT Malang. Dalam wilayah kerja UPT malang, terdapat 11 bus yang menggunakan sistem 70Kv sisanya telah menggunakan sistem 150Kv. Dalam melakukan analisis membutuhkan riil, diantaranya data single line diagram sistem 70Kv serta daftar setelan relay dan penghantar sistem 70 Kv. Arus hubung singkat maksimum saluran 70Kv, Laporan bulanan pembebanan transmisi, laporan beban puncak trafo di gardu induk, dan daftar setelan relay trafo tenaga.

## 4.2. Data

Data analisis ini digunakan data saluran sub transmisi 70Kv. Data yang diperoleh dari PT. PLN (Persero) Transmisi Area Malang UPT Malang.

Untuk menyelesaikan perhitungan setting relay time arus lebih terlebih dahulu ditetapkan *single line* diagram yang akan di analisis. *Single line* dapat dilihat pada lempiran, agar memudahkan perhitungan, maka digunakan sistem per-unit (pu), dimana dasar yang digunakan :

- Tegangan dasar 70 kV
- Daya dasar 100 MVA

## 4.3. Data Saluran

Jaringan Transmisi 70kV menggunakan saluran kabel udara dengan spesifikasi seperti pada tabel 4-1.

Tabel 4-1

Data Spesifikasi Saluran transmisi 70kV

Jenis Konduktor	Penampang Nominal (mm)	Impedansi Saluran ( $\Omega/\text{km}$ )	Kuat Hantar Arus (A)
ACSR	300	0.2175+j0.3871	300

Sumber : PT. PLN (Persero) UPT Malang Area pelayanan Transmisi Malang

## 4.4. Analisa Perhitungan<sup>[9]</sup>

Perhitungan analisis seting waktu relay arus lebih diawali dengan melakukan studi perhitungan impedansi penghantar setelah itu dilanjutkan dengan perhitungan arus gangguan yang terjadi dalam sistem. Studi perhitungan arus gangguan ini

digunakan untuk menentukan besar arus yang melewati penghantar dan menentukan seting waktu yang dibutuhkan CB yang terdekat dengan gangguan untuk bekerja memutus aliran arus.

Perhitungan diawali dengan menampilkan single line diagram dari sistem transmisi yang mewakili keadaan sistem yang sesungguhnya. Dengan mengacu pada gambar single line diagram system Transmisi, maka dapat diperoleh hasil arus hubung singkat seperti pada table 4-2 dibawah ini

**Tabel 4-2**  
**ARUS HUBUNG SINGKAT MAKSIMUM SISTEM 70 KV UPT MALANG**  
**TAHUN 2007**

NO	BUS	GI	TEG (KV)	Arus Hub. Singkat Max.	
				1ph(kA)	3ph(kA)
1	4-I	BANGIL 4	70	0.2216887	7.181504
2	4-II	BANGIL 4	70	0	0
3	4-I	BLIMBING 4	70	0.2117242	2.856002
4	4-II	BLIMBING 4	70	1.202552	4.688823
5	4-I	KARANGKATES 4	70	0.4222663	3.521232
6	4-II	KARANGKATES 4	70	0.4222663	3.521232
7	4-I	KEBONAGUNG 4	70	0.4400369	8.424687
8	4-II	KEBONAGUNG 4	70	0.4400369	8.424687
9	4-I	MENDALAN	70	1.403909	6.168495
10	4-II	MENDALAN	70	1.045738	2.868466
11	4-I	PANDAAN 4	70	0.2201266	5.435827
12	4-II	PANDAAN 4	70	0.2201266	5.435827
13	4-I	POLEHAN 4	70	0.4322045	5.805466
14	4-II	POLEHAN 4	70	0.4322045	5.805466
15	4-I	PORONG 4	70	0.2162261	2.603043
16	4-I	SENGGURUH 4	70	0.4354666	4.545778
17	4-I	SENGKALING 4	70	1.303526	6.021091
18	4-I	TUREN 4	70	0.4292512	4.146037
19	4-I	GAMPINGAN 4	70	0.4344242	4.429753
20	4-I	SELOREJO 4	70	1.354387	5.672674
21	4-I	SUKOREJO 4	70	0.2134312	3.215766

**Tabel 4-3**  
**IMPEDANSI URUTAN POSITIF SISTEM 70 KV UPT MALANG TAHUN 2007**

NO	BUS	GI	TEG (KV)	Imp. Urutan Positif	
				R1 (pu)	R1 (pu)
1	4-I	BANGIL 4	70	0.00490869	0.00490869
2	4-II	BANGIL 4	70	0	0
3	4-I	BLIMBING 4	70	0.1627046	0.1627046
4	4-II	BLIMBING 4	70	0.07368813	0.07368813
5	4-I	KARANGKATES 4	70	0.08425135	0.08425135
6	4-II	KARANGKATES 4	70	0.08425135	0.08425135
7	4-I	KEBONAGUNG 4	70	0.00703825	0.00703825
8	4-II	KEBONAGUNG 4	70	0.00703825	0.00703825
9	4-I	MENDALAN	70	0.06960076	0.06960076
10	4-II	MENDALAN	70	0.167786	0.167786
11	4-I	PANDAAN 4	70	0.02643676	0.02643676
12	4-II	PANDAAN 4	70	0.02643676	0.02643676
13	4-I	POLEHAN 4	70	0.03239476	0.03239476
14	4-II	POLEHAN 4	70	0.03239476	0.03239476
15	4-I	PORONG 4	70	0.0736415	0.0736415
16	4-I	SENGGURUH 4	70	0.03386711	0.03386711
17	4-I	SENGKALING 4	70	0.03807098	0.03807098
18	4-I	TUREN 4	70	0.04344375	0.04344375
19	4-I	GAMPINGAN 4	70	0.03679508	0.2010959
20	4-I	SELOREJO 4	70	0.06756426	0.1439953
21	4-I	SUKOREJO 4	70	0.1353655	0.2464081

**Tabel 4-4**  
**IMPEDANSI URUTAN NEGATIF SISTEM 70 KV UPT MALANG TAHUN 2007**

NO	BUS	GI	TEG (KV)	Imp. Urutan Negatif	
				R2 (pu)	R2 (pu)
1	4-I	BANGIL 4	70	0.00468046	0.00468046
2	4-II	BANGIL 4	70	0	0
3	4-I	BLIMBING 4	70	0.1624764	0.1624764
4	4-II	BLIMBING 4	70	0.0721747	0.0721747
5	4-I	KARANGKATES 4	70	0.08157986	0.08157986
6	4-II	KARANGKATES 4	70	0.08157986	0.08157986
7	4-I	KEBONAGUNG 4	70	0.00618048	0.00618048
8	4-II	KEBONAGUNG 4	70	0.00618048	0.00618048
9	4-I	MENDALAN	70	0.06858012	0.06858012
10	4-II	MENDALAN	70	0.1658476	0.1658476
11	4-I	PANDAAN 4	70	0.02620853	0.02620853
12	4-II	PANDAAN 4	70	0.02620853	0.02620853
13	4-I	POLEHAN 4	70	0.03153699	0.03153699
14	4-II	POLEHAN 4	70	0.03153699	0.03153699
15	4-I	PORONG 4	70	0.07351977	0.07351977
16	4-I	SENGGURUH 4	70	0.03119562	0.03119562
17	4-I	SENGKALING 4	70	0.03720041	0.03720041
18	4-I	TUREN 4	70	0.04195896	0.04195896
19	4-I	GAMPINGAN 4	70	0.03418883	0.2016941
20	4-I	SELOREJO 4	70	0.06655404	0.1451891
21	4-I	SUKOREJO 4	70	0.1351373	0.2463111

**Tabel 4-5**  
**IMPEDANSI URUTAN NOL SISTEM 70 KV UPT MALANG TAHUN 2007**

NO	BUS	GI	TEG (KV)	Imp. Urutan Nol	
				R0 (pu)	X0 (pu)
1	4-I	BANGIL 4	70	12.2552	0.1515221
2	4-II	BANGIL 4	70	0	0
3	4-I	BLIMBING 4	70	12.47422	0.5879303
4	4-II	BLIMBING 4	70	1.907578	0.5807438
5	4-I	KARANGKATES 4	70	6.221312	0.3341533
6	4-II	KARANGKATES 4	70	6.221312	0.3341533
7	4-I	KEBONAGUNG 4	70	6.152477	0.1947287
8	4-II	KEBONAGUNG 4	70	6.152477	0.1947287
9	4-I	MENDALAN	70	1.720456	0.2723132
10	4-II	MENDALAN	70	1.961343	0.6795166
11	4-I	PANDAAN 4	70	12.29157	0.2664671
12	4-II	PANDAAN 4	70	12.29157	0.2664671
13	4-I	POLEHAN 4	70	6.195321	0.3301149
14	4-II	POLEHAN 4	70	6.195321	0.3301149
15	4-I	PORONG 4	70	12.36863	0.6050353
16	4-I	SENGGURUH 4	70	6.151739	0.1948082
17	4-I	SENGKALING 4	70	1.858213	0.4823627
18	4-I	TUREN 4	70	6.196656	0.3868879
19	4-I	GAMPINGAN 4	70	6.157634	0.2151854
20	4-I	SELOREJO 4	70	1.769673	0.335937
21	4-I	SUKOREJO 4	70	12.43627	0.5123199

**4.4.1. Data daftar setelan ralay penghantar 70Kv**

Data daftar setelan re;ay penghantar 70Kv di wilayah kerja PT. PLN

(PERSERO) UPT malang dapat dilihat pada tabel berikut ini

**Tabel 4-6**

**Data setelan relay pada wilayah kerja UPT Malang**

NO	GI/GIS	PHT	L (km)	R $\Omega/\text{km}$	X $\Omega/\text{km}$	CT RATIO	PT RATIO
1	KEBONAGUNG	POLEHAN1	11,425	0,2175	0,3871	400/5	66000/110
2		POLEHAN2	11,425	0,2175	0,3871	400/5	66000/110
3		SENGGURUH	25,775	0,1400	0,4000	400/5	66000/110
4		TUREN	21,240	0,1400	0,4000	400/5	66000/110
5	SENGGURUH	KARANGKATES1	12,770	0,3866	0,3584	200/5	66000/110
6		KARANGKATES2	12,770	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
7		GMPINGAN	1,345	0,1400	0,4000	400/5	66000/110
8		KEBONAGUNG	25,775	0,1400	0,4000	400/5	66000/110
9	GAMPINGAN	TUREN	26,100	0,1400	0,4000	300/5	66000/110
10		SENGGURUH	1,345	0,1400	0,4000	300/5	66000/110
11	KARANGKATES	SENGGURUH1	12,770	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
12		SENGGURUH2	12,770	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
13	TUREN	KEBONAGUNG	21,240	0,1400	0,4000	400/5	66000/110
14		GAMPINGAN	26,100	0,1400	0,4000	400/5	66000/110
15	BLIMBING	SENGKALING1	8,610	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
16		SENGKALING2/MDL	28,720	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
17		BANGIL1	40,410	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
18		BANGIL2	40,410	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
19		POLEHAN1	12,182	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
20		POLEHAN2	12,182	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
21	POLEHAN	BLIMBING1	12,182	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
22		BLIMBING2	12,182	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
23		KEBONAGUNG1	11,425	0,2175	0,3871	400/5	66000/110
24		KEBONAGUNG2	11,425	0,2175	0,3871	400/5	66000/110
25	SENGKALING	BLIMBING1	8,610	0,3866	0,3584	400/5	66000/110
26		BLIMBING2/MDL	9,5/14,99	0,3866	0,3584	400/5	66000/110

**Tabel 4-7****Data setelan relay pada wilayah kerja UPT Malang**

<b>PABRIK</b>	<b>JENIS</b>	<b>TIPE</b>
NISSIN	ACSR ostrich 300	EXH 31
NISSIN	ACSR ostrich 300	EXH 31
NISSIN	TACSR 160	EXH 31
NISSIN	TACSR 160	EXH 31
ASEA	ACSR pigeon 3/0	RAZOA
ASEA	ACSR pigeon 3/0	RAZOA
ASEA	TACSR 160	RAZOA
NISSIN	TACSR 160	EXH 31
NISSIN	TACSR 160	TRL- D11T
ASEA	TACSR 160	RAZOA
ASEA	ACSR pigeon 3/0	RAZOA
ASEA	ACSR pigeon 3/0	RAZOA
NISSIN	TACSR 160	TRL- D11T
NISSIN	TACSR 160	TRL- D11T
GEC	ACSR pigeon 3/0	QMHO
GEC	ACSR pigeon 3/0	QMHO
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31
ASEA	ACSR pigeon 3/0	RAZOA
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31
NISSIN	ACSR ostrich 300	EXH 31
NISSIN	ACSR ostrich 300	EXH 31
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31
NISSIN	ACSR pigeon 3/0	EXH 31

Tabel 4-8

Data setelah relay pada wilayah kerja UPT Malang

DISTANCE													
ZONE1		ZONE2		ZONE3		ZONE4/Z3R		OPTION			SUJUT		
OHM	▷	OHM	▷	OHM	▷	OHM	▷	OHM	▷	X	Y	Ph	N
0.45	0	0.78	0.4	2.2	1							90	90
0.45	0	0.78	0.4	2.2	1							90	90
1.087	0	1.428	0.4	2	0.8							90	90
0.877	0	1.25	0.4	2.857	2							90	90
0.112	0	1.572	0.35	3.232	1.6							90	90
1.49	0	2.48	0.4	4.48	0.8							90	90
0.34	0	0.527	0.4	6.656	0.8							90	90
1.11	0	1.47	0.4	2.56	0.8							90	90
1.11	0	1.67	0.4	2.7	0.8							90	90
0.259	0	0.382	0.4	5.12	1.6							90	90
1.906	0	2.986	0.75	6.89	1.6							90	90
1.906	0	2.986	0.75	6.89	0.8							90	90
0.892	0	1.315	0.4	2.631	0.8							90	90
1.136	0	1.47	0.4	2	1.2							90	90
0.749	0	1.296	0.4	3.5	1.2	0.18	1.2	0	0	0	0	45	65
2.419	0	3.648	0.4	6.144	0.8	0.24	1.2	0	0	0	0	45	65
2.27	0	3.57	0.4	4.17	0.8							90	90
1.7	0	2.47	0.4	3.02	0.7							90	90
0.53	0	1.36	0.4	4	0.7							90	90
0.53	0	1.36	0.4	4	0.7							90	90
0.625	0	2.27	0.4	4	0.7							90	90
0.625	0	2.27	0.4	4	0.7							90	90
0.55	0	1.087	0.4	9.09	0.7							90	90
0.55	0	1.087	0.4	9.09	0.7							90	90
0.52	0	0.78	0.4	2.77	0.7							90	90
1.136	0	1.667	0.4	6.25	0.8								



**Tabel 4-9**

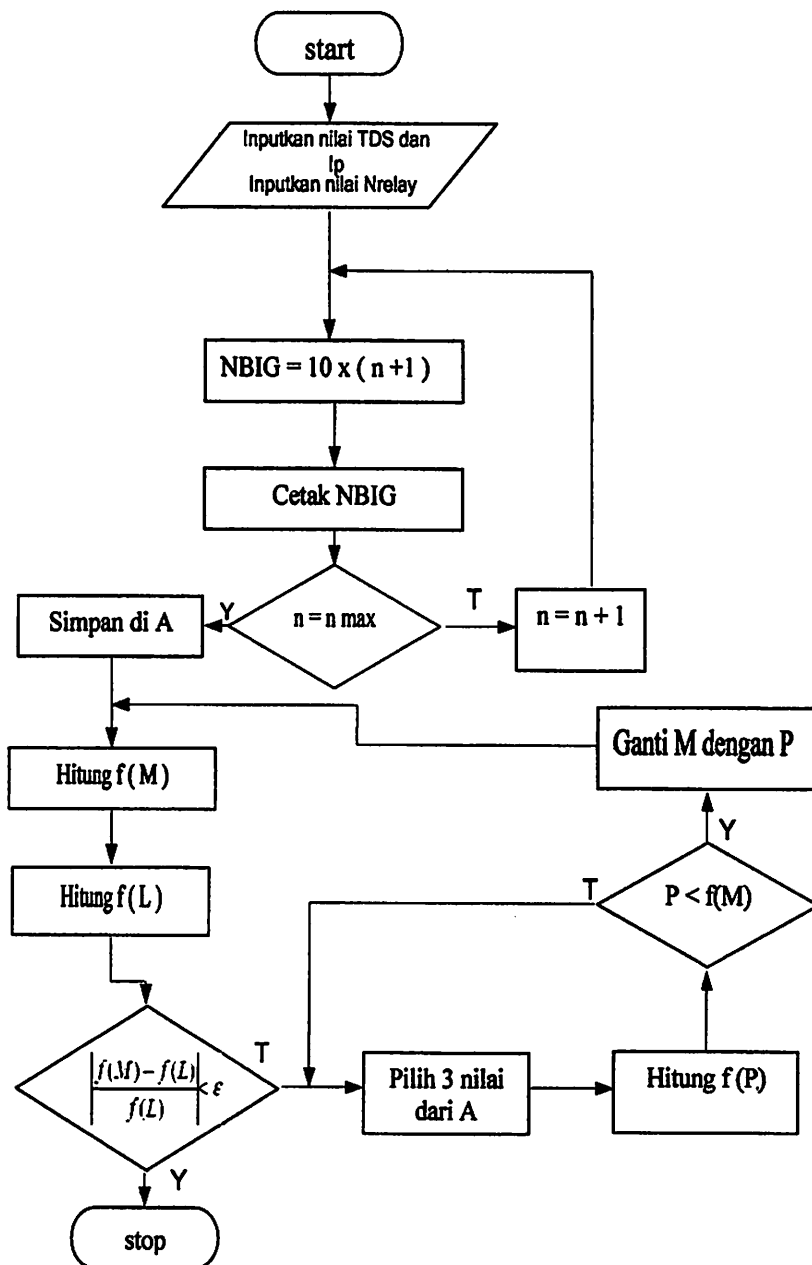
**Data setelan relay pada wilayah kerja UPT Malang**

OVER CURRENT				KETERANGAN
PABRIK	TIPE	SET		
		I>	t>	
SEG	MRIE-I3	6A=480A	TD.0,38(SI)	
SEG	MRIE-I3	6A=480A	TD.0,38(SI)	
SEG	MRIE-I3	6A=480A	TD.0,39(SI)	
SEG	MRIE-I3	6A=480A	TD.0,39(SI)	
SEG	MCGG82	5A=200A	TD.0,35(SI)	
SEG	MCGG82	6A=480A	TD.0,43(SI)	
GEC	MRIE-I3	6A=480A	TD.0,43(SI)	
GEC	MRIE-I3	6A=480A	TD.0,43(SI)	
SEG	MRIE-I3	6A=360A	TD.0,37(SI)	
SEG	MRIE-I3	6A=360A	TD.0,37(SI)	
GEC	MCGG82	4.5A=360A	TD.0,25(SI)	
GEC	MCGG82	4.5A=360A	TD.0,25(SI)	
SEC	MRIE-I3	3.9A=312A	15SEC	OLS
SEC	MRIE-I3	3.2A=256A	15SEC	OLS
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,23(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,38(SI)	SETTING S/D MDL
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,38(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,38(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,38(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,38(SI)	
SEC	MRIE-I3	6.0A=480A	TD.0,37(SI)	
SEC	MRIE-I3	6.0A=480A	TD.0,37(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,37(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,37(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,24(SI)	
SEC	MRIE-I3	4.6A=368A	TD.0,24(SI)	

## 4.5. Algoritma Program

### 4.5.1. Flowchart

#### Algoritma penyelesaian Masalah

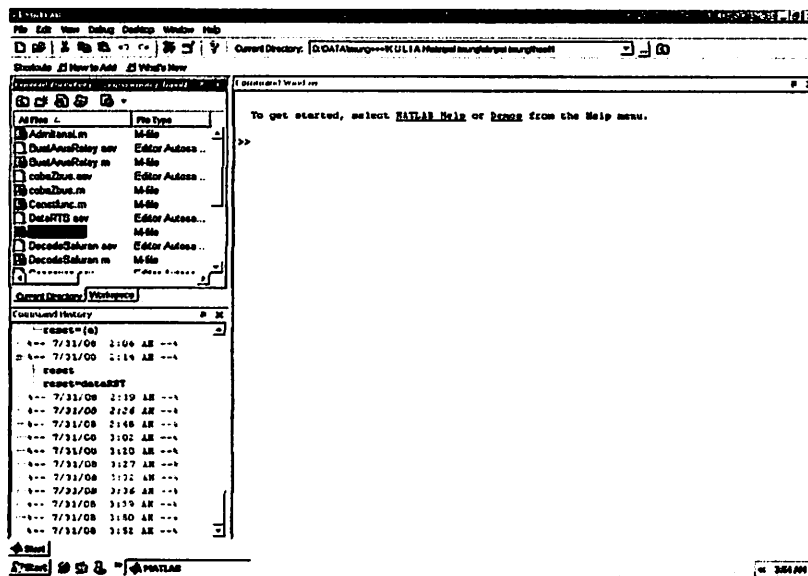


## 4.6..Hasil Dan Analisis Hasil

### 4.6.1Tampilan Program<sup>[11]</sup>

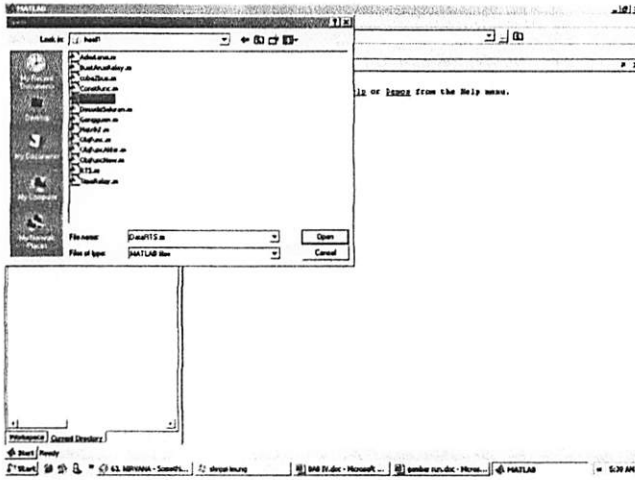
Program dalam skripsi ini dijalankan dengan menggunakan bahasa pemrograman Matlab 7.0.1 dan diaplikasikan komputer Intel Pentium III dengan prosesor 600 MHz dengan memori 256 Mb. Mengenai jalannya program ikut prosedur program berikut ini :

#### 1. Tampilan utama dari program.



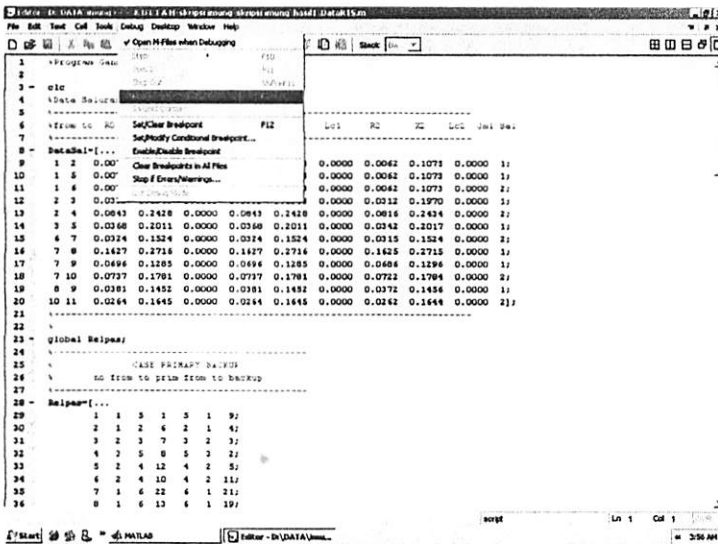
Gambar 4-1. Tampilan Program Utama

2. Tekan tombol *Open* untuk membuka file yang sudah tersimpan, kemudian pilih data.



Gambar 4-2. Tampilan Inputan Data

3. Tampilan inputan data pembebanan, kemudian arahkan *kursor* untuk mengetahui tampilan inputan data.

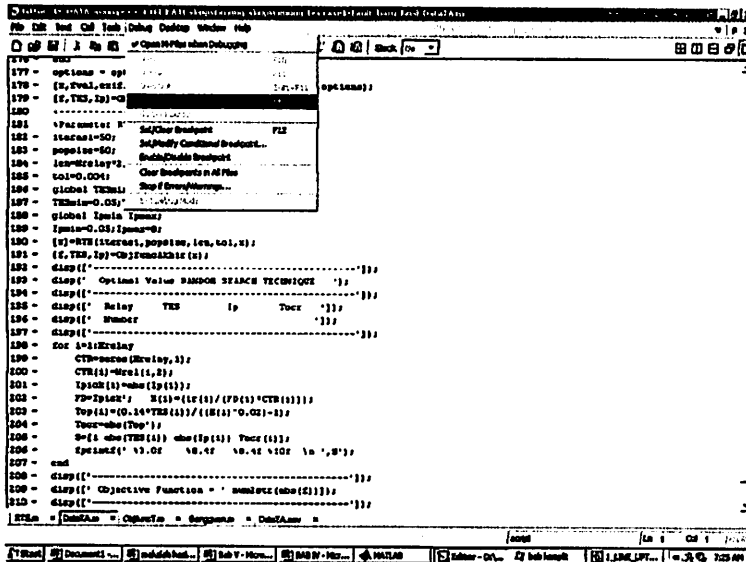


Gambar 4-3. Tampilan Inputan Data





**7. Tampilan data pembebanan untuk arahkan kursor ke *Debug* kemudian pilih *Run***



**Gambar 4-7. Tampilan Untuk Menjalankan Program**

Pada Gambar 4-7 adalah tampilan untuk menjalankan program simulasi matlab 7.0.1. pilih file dengan nama *debug* kemudian pilih dan tekan *run*, untuk menjalankan program simulasi matlab 7.0.1.

8. Tampilan hasil perhitungan TDS untuk mengetahui Delay waktu yang di butuhkan.

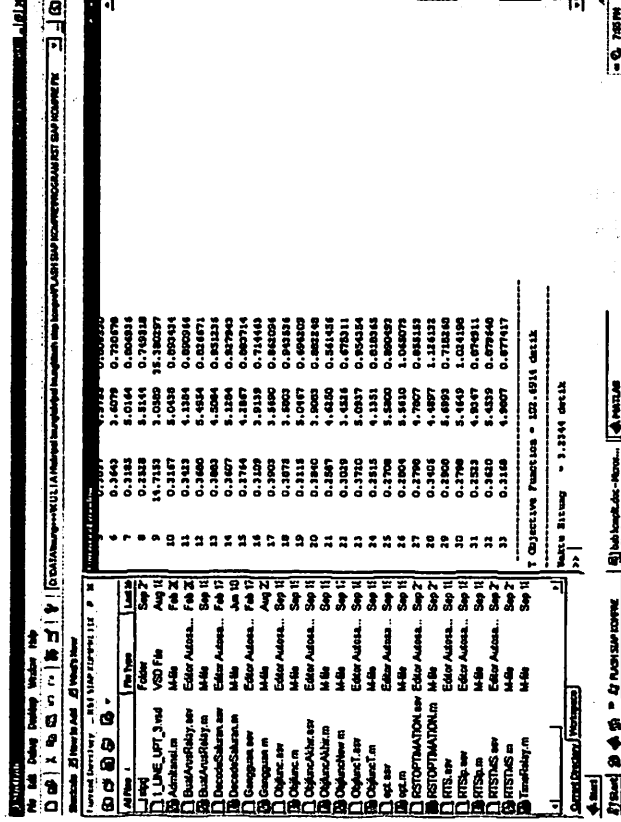
Relay Number	TDS	Ip	Tours
1	0.3925	5.7954	0.920308
2	14.7153	4.3980	40.736948
3	0.3410	4.1819	0.905445
4	0.3239	5.5287	0.949411
5	0.3637	4.8755	0.899330
6	0.3643	3.6079	0.730470
7	0.3183	5.0149	0.806936
8	0.3829	5.8144	0.748910
9	14.7183	3.0389	38.380397
10	0.3187	5.0439	0.893434
11	0.3623	4.1204	0.890964
12	0.3688	5.4954	0.834671
13	0.3883	4.8084	0.831236
14	0.3607	5.1284	0.827943
15	0.2764	4.2887	0.893714
16	0.3109	3.8339	0.714463
17	0.3903	3.8890	0.842096
18	0.3973	3.6003	0.943266
19	0.3113	5.0447	0.684209
20	0.3040	3.8083	0.862348
21	0.3887	4.4250	0.841434
22	0.3039	3.4916	0.678211
23	0.3730	0.8917	0.994284
24	0.3815	4.1361	0.818945
25	0.2700	5.5000	0.690490
26	0.2804	5.5410	1.045072
27	0.2798	4.7907	0.855153
28	0.3404	4.4897	1.121132

Gambar 4-8. Tampilan Hasil Untuk Mengetahui Nilai TDS dan Ip

Untuk gambar 4-8 memperlihatkan tampilan hasil nilai dari TDS (time delay setting) dan Ip (arus trigger relay)



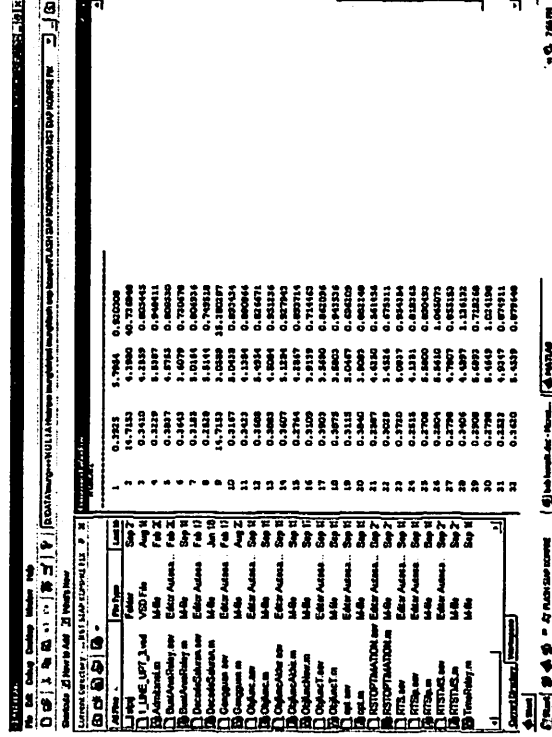
### 9. Gerakan scroll ke bawah untuk melihat tampilan objektif function.



Gambar 4-9. Tampilan Hasil Objective Function

Gambar 4-9 memperlihatkan tampilan hasil objective function dalam simulasi Random Search Technique

### 10. Tampilan untuk menentukan waktu setting relay arus lebih



Gambar 4-10. Tampilan Untuk menentukan waktu setting relay arus lebih

Pada Gambar 4-10 adalah tampilan untuk menentukan nilai dari setting waktu overcurrent relay pada setiap relay yang bekerja pada saluran transmisi 70Kv

#### 4.7 Perbandingan nilai setting time.

##### 4.7.1. Nilai seting overcurrent relay

**Tabel 4.10**

**Daftar Nilai seting OCR UPT malang**

SETELAN OCR AWAL			
No relay	TDS	Ip	T OCR
1	0.39	6	0.925795
2	15	6	47.65609
3	0.37	6	0.995673
4	0.43	6	1.308993
5	0.25	5	0.542927
6	0.39	6	0.925795
7	0.43	6	1.169357
8	0.37	6	1.139744
9	15	6	47.65609
10	0.35	6	1.06546
11	0.25	6	0.761043
12	0.43	5	0.933834
13	0.38	6	1.040707
14	0.37	4.65	0.916957
15	0.38	4.6	1.271716
16	0.24	5	0.602922
17	0.24	5	0.597445
18	0.24	5	0.665856
19	0.37	6	0.878319
20	0.23	5	0.5778
21	0.37	6	0.878319
22	0.38	6	1.040707
23	0.37	4.65	0.916957
24	0.24	1.8	0.55522
25	0.24	1.8	0.505719
26	0.34	1.8	0.786561
27	0.34	1.8	0.716435
28	0.38	4.65	1.2786
29	0.45	4.6	1.028996
30	0.38	4.65	1.2786
31	0.38	4.6	1.271716
32	0.43	4.6	0.983263
33	0.38	5	1.054272
T obj function Operasi Awal = 123.9279 detik			

**Tabel 4.11****Daftar nilai seting menggunakan teknik RST**

Optimal Value RANDOM SEARCH TECHNIQUE			
No Relay	TDS	Ip	T OCR
1	0.3925	5.7954	0.920308
2	14.7153	4.398	40.736948
3	0.341	4.2559	0.805445
4	0.3229	5.5387	0.948411
5	0.3837	4.5755	0.80953
6	0.3643	3.6079	0.730678
7	0.3185	5.0164	0.806936
8	0.2528	5.5144	0.749518
9	14.7153	3.0589	35.380297
10	0.3167	5.0438	0.893434
11	0.3423	4.1384	0.890966
12	0.3688	5.4954	0.826671
13	0.3883	4.5084	0.951236
14	0.3607	5.1284	0.927943
15	0.2764	4.2867	0.893714
16	0.3109	3.9139	0.714463
17	0.3903	3.569	0.862096
18	0.3875	3.5803	0.943536
19	0.3115	5.0467	0.696209
20	0.384	3.9083	0.882248
21	0.2587	4.625	0.561456
22	0.3029	3.4526	0.675311
23	0.372	5.0937	0.954354
24	0.2515	4.1351	0.818365
25	0.2708	5.58	0.890493
26	0.2804	5.561	1.065073
27	0.2798	4.7807	0.855153
28	0.3406	4.4897	1.126132
29	0.2908	5.6993	0.718268
30	0.2798	5.4649	1.024198
31	0.2523	4.9347	0.874911
32	0.362	5.4539	0.879648
33	0.3168	4.9807	0.877417

T Objective Function =102.6914 detik

#### 4.7.2 Nilai seting operasional OCR

**Tabel 4.12**

**Daftar Nilai seting OCR UPT malang**

SETELAN RELAY UPT MALANG							
PRIMARY				BACKUP			
6	0.39	6	0.925795	4	0.43	6	1.308993
9	15	6	47.65609	1	0.39	6	0.925795
19	0.37	6	0.878319	13	0.38	6	1.040707
21	0.37	6	0.878319	22	0.38	6	1.040707

**Tabel 4.13**

**Daftar Nilai seting OCR UPT malang menggunakan teknik RST**

Optimal Value RANDOM SEARCH TECHNIQUE							
PRIMARY				BACKUP			
6	0.3643	3.6079	0.730678	4	0.3229	5.5387	0.948411
9	14.7153	3.0589	35.3803	1	0.3925	5.7954	0.920308
19	0.3115	5.0467	0.696209	13	0.3883	4.5084	0.951236
21	0.2587	4.625	0.561456	22	0.3029	3.4526	0.675311

## **BAB V**

### **KESIMPULAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

Setelah dilakukan analisis mengenai penentuan setting time overcurrent relay yang optimal pada system transmisi 70 kV dengan menggunakan metode *Random Search Technique* dari uji coba program, maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Berdasarkan hasil perhitungan menggunakan *Random Search Technique*, pada data 4-10, Perhitungan objective waktu relay pada data PLN UPT malang adalah 123.9279 detik. Dan berdasarkan tabel data 4-11 perhitungan objectif waktu operasi relay setelah melakukan perhitungan menggunakan *Random Search Technique* adalah 102.6914 detik dengan selisih, 21.2365 detik.
2. Dari data tabel 4-12 hasil perhitungan matlab dapat diketahui bahwa nilai seting TDS pada GI Kebonagung saluran taransmisi 70 kV yang meliputi koordinasi dengan GI Polehan, GI Turen dan GI Sengguruh , pada tabel 4-13 setelah menjalankan perhitungan *Random Search Technique*. Dari data hasil perhitungan program, minimum seting waktu operasional relay dapat dicapai, baik itu seting waktu relay utama maupun seting waktu relay bantu. Nilai minimum ini dapat memberikan hasil minimum setting waktu relay sehingga memungkinkan digunakan sebagai salah satu cara dalam koordinasi setting time relay arus lebih

pada GI kebonagung dan memimalkan efek gangguan yang terjadi pada saluran transmisi 70kV pada wilayah kerja UPT Malang.

3. Waktu operasional program perhitungan metode *Random Search Technique* adalah 23.475 detik.

## **5.2. Saran**

Perhitungan time setting relay mengguakan metode *Random Search Technique* dapat digunakan dalam menentukan setting time yang optimal baik untuk relay utama maupun relay Bantu atau Backup.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Dinesh Birla, Rudha Prakash Maheshwari, Hari Om Guptha, Kusum Deep, Manoj Takur,  
*"Application of random search technique in directional overcurrent relay coordination"* international journal of emerging electric power system , volume 7, issue 1 2006
- [2]. Hasan Basri, Ir "Sistem Distribusi Tenaga Listrik", Balai Penerbit dan Humas IST Bumi Srengsreng Indah P. Minggu, Jakarta Selatan, 1996.
- [3]. Ir. Djiteng Marsudi, " *Operasi Sistem Tenaga Listrik* ", Balai Penerbit dan Humas ISTN, 1990
- [4]. Stevenson Jr., William, " *Analisa Sistem Tenaga* ", Erlangga Edisi ke-4, 1996.
- [5]. AS Pabla " *Sistem Distribusi Daya Listrik " Punjab State Electricity Board Chandigarh*, Penerbit Erlangga Jakarta 10420
- [6] A Arismunandar.Dr, "Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik jilid II" ITB ,1982
- [7] C.Russel Mason, " The art & science of protective relaying "GE electric 2002
- [8] "Pelatihan Koordinasi" PT PLN Persero unit pendidikan dan pelatihan pandaan
- [9] C.Russel Mason, " Network Protection and Automation Guide" GE electric 2003
- [10] Dinesh Birla, Rudha Prakash Maheshwari, Hari Om Guptha, Kusum Deep, Manoj Takur,  
*"A Population Based Heuristic Algorithm For Optimal Relay Operating Times"* world journal of modeling and simulation , volume 2, issue 1 2006
- [11] Cekmas Cekdin, " Sistem Tenaga Listrik, contoh soal dan penyelesaiannya menggunakan matlab "penerbit andi 2006.

# LAMPIRAN





## PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

Dari hasil ujian skripsi Jurusan Teknik Elektro jenjang strata satu (S-1) yang di selenggarakan pada :

Hari : Selasa  
Tanggal : 23 september 2008

telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : Imung Yanuar Affandi
2. NIM : 00.12.089
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : ANALISA KOORDINASI SETTING RELAY ARUS LEBIH DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK RANDOM SEARCH PADA SALURAN 70 KV DI GI KEBON AGUNG

Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	ket
1	Perlu ditambahkan bukti bahwa setting relay lebih handal	

**Anggota Penguji**

**Ir. M. Abdul Hamid, MT**  
NIP.Y. 1018800188

**Dosen Pembimbing I**

**Ir. Teguh Herbasuki, MT**  
NIP.Y. 1038900209

**Dosen Pembimbing II**

**Ir. Djojo Priatmono, MT**  
NIP.Y. 1018500107




### Formulir Perbaikan Ujian Skripsi

Dalam pelaksanaan Ujian Skripsi Janjang Strata 1 Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi T. Energi Listrik / T. Elektronika / T. Infokom, maka perlu adanya perbaikan skripsi untuk mahasiswa :

NAMA : Imung Yanuar Affandi  
NIM : 0012089  
Perbaikan meliputi :

- Perlu ditambahkan bukti bahwa  
safety relay lebih mahal.

Malang, 23 Sept 2008

(  )



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN  
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

BNI (PERSERO) MALANG  
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145  
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Malang, 09 Maret 2007

Nomor : ITN-146/I.TA/2/'06  
Lampiran :  
Perihal : Bimbingan Skripsi

Kepada : Yth. Sdr. Ir. TEGUH HERBASUKI, MT

Dosen Pembimbing  
Jurusan Teknik Elektro S-1  
di  
Malang

Dengan hormat,  
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam proposal skripsi  
untuk mahasiswa:

Nama : IMUNG YANUAR AFFANDI  
Nim : 0012089  
Fakultas : Teknologi Industri  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Teknik Energi listrik

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya  
kepada Saudara/i selama masa waktu 6 (enam) bulan, terhitung mulai  
tanggal:

21 Februari 2007 s/d 21 Agustus 2007

Sebagai satu syarat untuk menempuh Ujian Sarjana Teknik,  
Jurusan Teknik Elektro

Demikian atas perhatian serta keroposita yang baik kami ucapkan  
terima kasih



Ketua Jurusan  
Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT  
NIP. Y. 4039500274

Tindakan:

1. Mahasiswa yang bersangkutan
2. Arsip



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN  
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

T. BNI (PERSERO) MALANG  
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145  
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Malang, 09 Maret 2007

Nomor : ITN-147/I.TA/2/'06  
Lampiran :  
Perihal : Bimbingan Skripsi

Kepada : Yth. Sdr. Ir. DJOJO PRIATMONO, MT

Dosen Pembimbing  
Jurusan Teknik Elektro S-1  
di  
Malang

Dengan hormat,  
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam proposal skripsi  
untuk mahasiswa:

Nama : IMUNG YANUAR AFFANDI  
Nim : 0012089  
Fakultas : Teknologi Industri  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Teknik Energi listrik

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya  
kepada Saudara/i selama masa waktu 6 (enam) bulan, terhitung mulai  
tanggal:

21 Februari 2007 s/d 21 Agustus 2007

Sebagai satu syarat untuk menempuh Ujian Sarjana Teknik,  
Jurusan Teknik Elektro

Demikian atas perhatian serta kerendahan hati yang baik kami ucapkan  
terima kasih



Ketua Jurusan  
Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpiatono, MT *BY*  
NIP. Y. 1059500274

Tindasan:

1. Mahasiswa yang bersangkutan
2. Arsip



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL  
JL. Raya Karanglo KM 02  
MALANG

PERNYATAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai permohonan dari mahasiswa/i :

Nama : Imung Yanuar Affandi

Nim : 00.12089

Semester : 13

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Teknik Elektro S-1

Dengan ini menyatakan bersedia / ~~tidak bersedia~~ \*) Membimbing Skripsi dari Mahasiswa tersebut, dengan judul :

**“ANALISA KOORDINASI SETTING TIME RELAY ARUS LEBIH  
DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK RANDOM SEARCH PADA  
SALURAN DISTRIBUSI 20 kV DI GI KEBON AGUNG”**

Demikian surat pernyataan ini kami buat agar dapat dipergunakan seperlunya.

Malang, Januari 2007

Kami yang membuat pernyataan,

**Ir. Djojo Priatmono, MT**  
Nip. 1018500107

Catatan :

Setelah disetujui agar formulir ini  
Diserahkan mahasiswa/i yang bersangkutan  
Kepada jurusan untuk diproses lebih lanjut.

\*) Coret yang tidak perlu

Form. S-3b



### FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : Imung Yanuar Affandi  
Nim : 00.12.089  
Masa Bimbingan : 21 Agustus 2007 s/d 21 Februari 2008  
Judul Skripsi : ANALISA KOORDINASI SETING TIME RELAY ARUS  
LEBIH DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK  
RANDOM SEARCH PADA SALURAN 70Kv DI GI  
KEBON AGUNG

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1	10/01/08	Konsultasi bab I & II	
2	14/01/08	Revisi ltr blk & tujuan	
3	24/01/08	Konsultasi bab III	
4	19/08-08	Konsultasi bab IV	
5	21/08-08	Revisi bab IV & V	
6	23/08-08	Revisi bab V	
7	26/08-08	Acc bab V, buat mak. seminar	
8	12/09-08	Revisi kesimpulan	
9	20/09/08	Acc ujian	
10			

Malang, 2007  
Dosen Pembimbing

Ir. Teguh Herbasuki, MT  
NIP. Y 1038900209



### FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : Imung Yanuar Affandi  
Nim : 00.12.089  
Masa Bimbingan : 21 Agustus 2007 s/d 21 Februari 2008  
Judul Skripsi : ANALISA KOORDINASI SETING TIME RELAY ARUS  
LEBIH DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK  
RANDOM SEARCH PADA SALURAN 70Kv DI GI  
KEBON AGUNG

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			

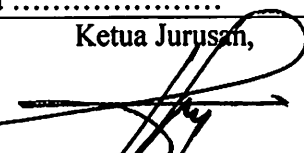
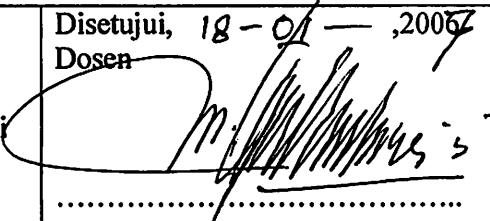
Malang, 2007  
Dosen Pembimbing

Ir. Dijojo Priatmono, MT  
NIP. Y 1018500107



**LEMBAR PENGAJUAN JUDUL SKRIPSI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1**

Konsentrasi: Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika \*)

1.	Nama Mahasiswa : <u>MUNG YALUAR AFFANDI</u>	Nim : <u>00120089</u>		
2.	Waktu Pengajuan	Tanggal <u>17</u>	Bulan <u>JANUARI</u>	Tahun <u>2007</u>
3.	Spesifikasi Judul (berilah tanda silang)			
	a. Sistem Tenaga Elektrik b. Energi & Konversi Energi c. Tegangan Tinggi & Pengukuran d. Sistem Kendali Industri	e. Elektronika & Komponen f. Elektronika Digital & Komputer g. Elektronika Komunikasi h. Lainnya .....		
4.	Konsultasikan judul sesuai materi bidang ilmu kepada Dosen		Ketua Jurusan,  <u>Ir. F. Yudi Limpraptono, MT</u> Nip.Y. 4039500274	
5.	Judul yang diajukan mahasiswa	<u>ANALISA KOORDINASI RELAY ARUS LEBIH DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK RANDOM SEARCH PADA SALURAN DISTRIBUSI 20 KV DI G.I KEBON AGUNG</u>		
6.	Perubahan Judul yang disetujui Dosen sesuai materi bidang ilmu	<u>ANALISA KOORDINASI SETTING TUMB RELAY ARUS LEBIH DENGAN MENGGUNAKAN TEKNIK RANDOM SEARCH PADA SALURAN DISTRIBUSI 20 KV DI G.I KEBON AGUNG</u>		
<i>Cacatan:</i> .....				
7.	Persetujuan Judul Skripsi yang dikonsultasikan kepada Dosen sesuai materi bidang ilmu		Disetujui, <u>18-01-2007</u> Dosen 	

**Perhatian :**

1. Formulir Pengajuan ini harap dikembalikan ke Jurusan paling lambat *satu minggu* setelah disetujui Kelompok Dosen Keahlian dengan dilampirkan Proposal Skripsi beserta persyaratan Skripsi sesuai Form. S-1.
2. \*) coret yang tidak perlu  
\*\*) dilingkari a, b, c,..... atau g. sesuai bidang keahlian





PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

**FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**  
**FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN**  
**PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK**

P. BNI (PERSERO) MALANG  
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145  
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Nomor : ITN- 692 /III.TA-2/2/07  
Lampiran : -  
Perihal : Survey

Malang, 20 Pebruari 2007

Kepada : Yth. Pimpinan  
PT. PLN (Persero) Unit Bisnis Strategis Region Jatim & Bali  
Unit Pelayanan Transmisi Malang  
Jl. Achmad Yani No. 59  
Di - Malang

Bersama ini dengan hormat kami mohon kebijaksanaan Saudara agar Mahasiswa kami dari Fakultas Teknologi Industri Jurusan Teknik Elektro S-1 Konsentrasi Teknik Energi Listrik dapat diijinkan untuk melaksanakan survey pada perusahaan yang saudara pimpin untuk mendapatkan data - data guna penyusunan Skripsi dengan Judul : **Analisa Koordinasi Seting Time Relay Arus Lebih Dengan Menggunakan Teknik Random Search Pada Saluran Distribusi 20 KV Di GI Kebon Agung**

Mahasiswa tersebut Adalah :

Imung Yanuar Affandi Nim. 00.12.089

Adapun lamanya Survey adalah : 30 Hari

Demikian agar maklum dan atas perhatian serta bantuannya kami ucapkan terima kasih.



DEKAN

Fakultas Teknologi Industri

Ir. Mochtar Asroni, MSME  
Nip. Y.1018100036



**PT PLN (PERSERO)  
PENYALURAN DAN PUSAT PENGATUR BEBAN JAWA BALI  
REGION JAWA TIMUR & BALI**

Jalan Suningrat No. 45 Taman Sidoarjo 61257

Telepon : (031) 7882113, 7882114

Kotak Pos : 4119 SBS

Facsimile : (031) 7882578, 7881024

E-mail : region4@pln-jawa-bali.co.id

Website : www.pln-jawa-bali.co.id

Nomor : *061* 1330/RJTb/2007  
Surat Sdr. No. : ITN-721/III.TA-2/2/07  
Lampiran : 1 (satu) lampiran.  
Perihal : Ijin Survey / Pengambilan Data.

12 MAR 2007

**Kepada Yth**  
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
DI  
**MALANG**

Menunjuk surat Saudara nomor : ITN-721/III.TA-2/2/07 tanggal 26 Pebruari 2007 perihal : Survey / Permintaan Data, dengan ini diberitahukan bahwa kami tidak keberatan untuk memberikan ijin kepada Mahasiswa Saudara, bernama :

➤ **IMUNG YANUAR AFFANDI** Nim : 00.12.089

Untuk melakukan Pengambilan Data pada PT. PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali UPT Malang GI Kebon Agung, dengan persyaratan sebagai berikut :

1. Mahasiswa tersebut diatas supaya mengisi dan menanda tangani Surat Pernyataan 1 (satu) lembar bermeterai Rp. 6.000,-
2. Mahasiswa yang bersangkutan agar mematuhi peraturan/ketentuan yang berlaku di PT. PLN (PERSERO) sehingga faktor-faktor kerahasiaan harus benar-benar diutamakan.
3. Semua biaya perjalanan, penginapan, makan dan lain sebagainya tidak menjadi tanggungan PT. PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali.
4. Buku Laporan Kerja Praktek Mahasiswa tersebut agar dikirimkan kepada PT. PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali 1 (satu) buah.
5. Untuk informasi lebih lanjut dapat menghubungi PT. PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali Cq. Bidang SDM & ADMINISTRASI.

Demikian harap maklum dan terima kasih atas perhatian saudara.

*h. Bapak Kendys  
mohon dapatnya mhs tsb dibantu  
dalam menyelesaikan TA nya  
engenai setting OC Rele di  
pulang lok  
Kebon Agung  
rima kasih atas bantuannya*

Tembusan Yth. :

1. M.SDMO PLN P3B JB.
2. M.UPT Malang PLN P3B RJTB.
3. Sdr. Imung Yanuar Affandi



*Soejono*

## SURAT PERNYATAAN

Yang bertanda tangan dibawah ini, saya :

Nama : IMUNG JAWAHER AFFANDI  
Pria/ Wanita : PRIA  
Tempat / Tanggal lahir : MOJOKERTO , 2 JANUARI 1982  
Alamat / No. telepon : DS. CATAN GAYAM MOJOWARNO JOMBANG  
08563424460  
Pekerjaan : MAHASISWA

Dengan ini saya menerangkan bahwa :

1. Saya bersedia dan setuju menanggung semua akibat yang ditimbulkan karena kesalahan maupun kelalaian saya dan semua akibat lainnya yang terjadi pada instalasi peralatan milik PLN selama melakukan Training/ Praktek Kerja/ Riset pada PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali, yang telah mendapat ijin dari PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali ;
2. Saya atas peringatan pertama akan membayar sepenuhnya, semua biaya yang langsung menimbulkan kerugian atau kecelakaan , karena kelalaian saya ;
3. Saya akan segera mematuhi semua petunjuk –petunjuk yang diberikan oleh Petugas PT PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali ;
4. Saya sanggup tidak membocorkan hal – hal yang bersifat rahasia perusahaan PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali dan bahan yang saya peroleh dalam Training/ Praktek Kerja/ Riset, dan tidak saya pergunakan untuk hal – hal yang dapat merugikan PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali
5. Saya sanggup menanggung sendiri segala sesuatu untuk keperluan Training/ Praktek Kerja/ Riset termasuk biaya perjalanan , penginapan makan dan sebagainya ;
6. Saya sanggup menyerahkan 1 (satu) buah buku laporan Training/ Praktek Kerja/ Riset kepada PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali, setelah saya presentasikan kepada Manager Bidang SDMAD PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali mengenai tugas Training/ Praktek Kerja/ Riset.
7. Saya tunduk dan akan mentaati semua peraturan yang berlaku di PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali, dan saya sanggup tidak meninggalkan tugas kedinasan selama Training/ Praktek Kerja/ Riset.

Surabaya,

Yang membuat pernyataan



IMUNG JAWAHER AFFANDI

# *International Journal of Emerging Electric Power Systems*

---

*Volume 7, Issue 1*

2006

*Article 1*

---

## Application of Random Search Technique in Directional Overcurrent Relay Coordination

Dinesh Birla\*

Rudra Prakash Maheshwari†

Hari Om Gupta‡

Kusum Deep\*\*

Manoj Thakur††

\*Department of Electrical Engineering, IIT Roorkee, [dbrladee@iitr.ernet.in](mailto:dbrladee@iitr.ernet.in)

†Department of Electrical Engineering, IIT Roorkee, [rudrafee@iitr.ernet.in](mailto:rudrafee@iitr.ernet.in)

‡Department of Electrical Engineering, IIT Roorkee, [harifec@iitr.ernet.in](mailto:harifec@iitr.ernet.in)

\*\*Department of Mathematics, IIT Roorkee, [kusumfma@iitr.ernet.in](mailto:kusumfma@iitr.ernet.in)

††Department of Mathematics, IIT Roorkee, [manojdma@iitr.ernet.in](mailto:manojdma@iitr.ernet.in)

# Application of Random Search Technique in Directional Overcurrent Relay Coordination

Dinesh Birla, Rudra Prakash Maheshwari, Hari Om Gupta, Kusum Deep, and Manoj Thakur

## Abstract

Recently, using a non-linear programming method authors have demonstrated that based on certain criteria if some non-significant selectivity constraints are relaxed, all remaining constraints happen to be feasible but the solution of coordination problem is not possible with the conventional objective function as optimization procedure leaves the solution space [20]. In coordination studies solution with the conventional objective function provides minimum relay operating times. The present paper describes an additional criterion so that the solution with the conventional objective function can be achieved. This paper also achieves the acceptable speed of the primary protection while attempting to coordinate the maximum relay pairs. Complete results are presented in this paper in this regard. This paper uses the non-linear Random Search Technique to solve the coordination problem, which has been successfully applied in many problem areas.

**KEYWORDS:** overcurrent relays (OCRs), relay coordination, time-dial setting (TDS), pick-up current setting ( $I_p$ ), plug setting multiplier (PSM)

## 1. INTRODUCTION

Protective relaying is a highly developed area and a specialized field of protection engineering. Distance relays are the dominating relays for providing the line protection. Overcurrent relays (OCRs) and directional overcurrent relays (DOCRs) are also commonly used for the protection of radial and ring sub-transmission systems and distribution systems [1]. They are also used for backup protection in transmission systems. Overcurrent relays have two settings, namely the time-dial setting (TDS) and pick-up current setting ( $I_p$ ).

The coordination of time-overcurrent relays is the process of determining the settings for the relays that will provide an orderly shutdown, in case of a fault. Orderly shutdown means interrupting the fault current or isolating the fault [2] by finding the selective sequence of relay operations for each possible fault location with sufficient coordination margins without excessive time-delays [3]. Researchers have used traditional trial and error, curve-fitting, graphical, analytical and optimization techniques to solve the directional overcurrent relay coordination problem. Details of the most of the significant attempts made by them are available in [4]-[8].

In this paper successful attempt had been made to solve the relay coordination problem for a sample 6-bus system given in Fig. 1 by a non-linear programming tool called Random Search Technique (RST) [9]. The RST algorithm has been successfully used to solve the many problems [10]-[13]. When remote back-up protection is achieved, the coordination should be done for all possible considered back-up/ primary (B/P) relay pairs [14]. This paper attempts to achieve the coordination of maximum possible relay pairs along with the acceptable speed of the primary protection as well. All overcurrent relays are assumed directional and have standard normally inverse-time characteristic. The equation of the curve is described in section 2.

One of the problems in performing relay coordination using coordination problem is that all selectivity constraints of the problem are not simultaneously feasible. This problem has been successfully tackled in Simplex-based linear programming approaches having the constraint relaxation feature [15]-[19], where infeasible constraints are excluded and only feasible constraints are taken in the optimization procedure. But, this constraint relaxation feature of Simplex method may exclude some of the important constraints, which may be otherwise feasible using non-linear approaches where both settings of each relay are made variables. Further, linear approaches can optimize only the TDSs for preassumed pick-up current settings based on the experience and wisdom of engineers, while there may be better pick-up current settings.

In a recently proposed approach [20], it is demonstrated that when based on certain criteria (described in section 2) if some non-significant selectivity

constraints are relaxed, all remaining constraints happen to be feasible and a solution is possible with change in the objective function but not with the conventional objective function (described in section 2). Series of attempts were carried out to find the solution with the conventional objective function and it was concluded that the solution with the conventional objective function was possible if above-mentioned remaining constraints were arranged in the decreasing order of fault current to nominal current ratio and one or very few constraint(s) were further relaxed based on the least value of the ratio. This criterion was tested for a sample 6-bus system of Fig. 1, IEEE 14-bus as well as IEEE 30-bus systems and was found to be consistent.

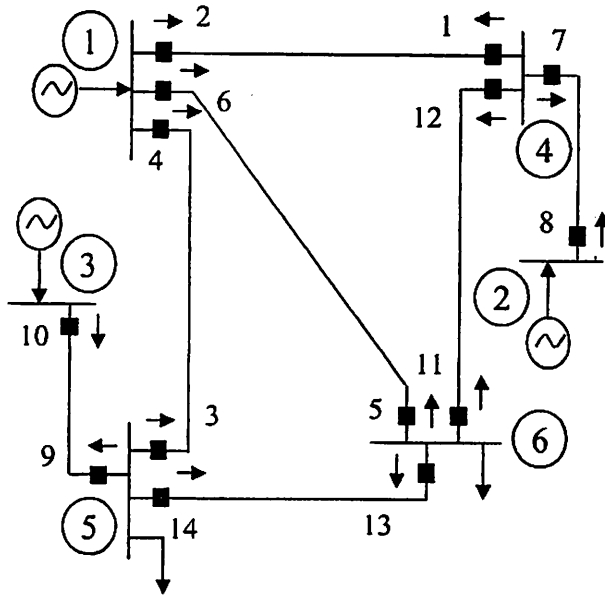


Fig. 1: Sample 6-bus power system

The organization of this paper is as follows. Section 2 presents the optimization problem formulation for relay coordination and criteria to relax the non-significant selectivity constraints. The RST algorithm is described in section 3. As a case study, results for the coordination problem of 6-bus system by RST algorithm are presented in section 4 with some discussions. Advantages of RST algorithm over conventional methods are also described in this section 4.

## 2. OPTIMIZATION PROBLEM FORMULATION AND CRITERIA TO RELAX CONSTRAINTS

### 2.1 Optimization Problem Formulation

In normally followed relay coordination procedures using optimization techniques, an objective function is minimized subject to some coordination constraints such that all relay pairs operate in a pre-decided order. Relay operating time equation, conventional objective function and normal coordination constraints for performing DOCR coordination are described as under:

- Relay operating-time ( $T$ ) equation

Equation for the standard normally inverse characteristic DOCR is given as under:

$$T = \frac{0.14 * TDS}{(PSM)^{0.02} - 1.0} \quad (1)$$

Where  $PSM$  (Plug Setting Multiplier) is the ratio of the current seen by the relay ( $I$ ) to its relay-setting current ( $I_P$ ).

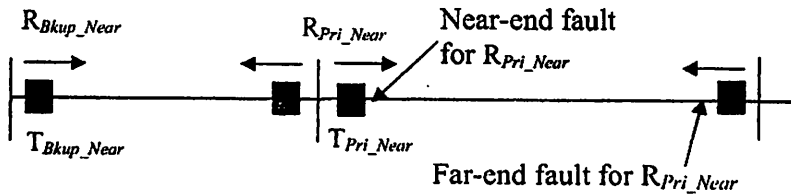


Fig. 2: Diagram showing near-end and far-end faults for relay  $R_{Pri\_Near}$

- Conventional Objective Function ( $Z_{con}$ )

A fault simulated near the relay on the line is near-end fault for the relay under consideration. The same fault is a far-end fault for the relay present at the other end of the line. More details about these faults are available in [20]. In Fig. 2 the near-end fault and the far-end fault for relay  $R_{Pri\_Near}$  are shown.

The conventional objective function for DOCR coordination is the summation of the primary operating times of the relays, which would respond to the close-in fault currents and the far-bus fault currents. It is given as under:

$$Z_{con} = \sum_{i=1}^{N_{Near}} T_{Pri\_Near}^i + \sum_{j=1}^{N_{Far}} T_{Pri\_Far}^j \quad (2)$$

Where

$N_{Near}$  is number of relays responding to near-end faults

$N_{Far}$  is number of relays responding to far-end faults

$T_{Pri\_Near}$  is primary relay operation-time for near-end fault

$T_{Pri\_Far}$  is primary relay operation-time for far-end fault



- Normal Coordination Constraints

- Selectivity Constraints: These constraints impose restrictions on backup relays not to operate before the primary relays maintaining certain time lag, known as coordination time interval (*CTI*). Normally these constraints are constituted for both near-end as well as far-end faults. A near-end fault for the relay  $R_{Pri\_Near}$  is shown in Fig. 2 and the selectivity constraint based on this fault will be given as under:

$$T_{Bkup\_Near} \geq T_{Pri\_Near} + CTI \quad (3)$$

Where  $T_{Bkup\_Near}$  is the operating time of the backup relay  $R_{Bkup\_Near}$  and  $T_{Pri\_Near}$  is the operating time of primary relay  $R_{Pri\_Near}$ .

- Constraints imposed by limits on both settings i.e. time-dial setting (*TDS*) and pick-up current setting ( $I_p$ ) for each DOCR.

a)  $TDS_{min} \leq TDS \leq TDS_{max}$

Where  $TDS_{min}$  is lower limit of *TDS* and  $TDS_{max}$  is upper limit of *TDS*.

b)  $I_{pmin} \leq I_p \leq I_{pmax}$

Where  $I_{pmin}$  is lower limit of  $I_p$  and  $I_{pmax}$  is upper limit of  $I_p$

- The primary protection is to be accomplished within less than a maximum time-delay for all faults and more than some minimum pre-decided time considering transient conditions. In the work reported in this paper minimum primary operating time is taken 0.05 s [21] and maximum primary operating time as 1.0 s. However, in large interconnected systems for some relays maximum primary time may exceed over 1.0 s while trying to achieve the coordination for large number of selectivity constraints.

It is a usual practice to constitute constraints considering all lines in service as well as single-line, transformer and generator contingencies.

## 2.2 Criteria to Relax Selectivity Constraints

Following criteria are used to relax the non-significant selectivity constraints from the optimization procedure based on the information of [22] and [23], respectively.

1. When the DOCR fault current falls below its pick-up current, the corresponding coordination constraint is not included in the optimization routine. Most of the constraints belong to this category.
2. When directions of fault currents for associated relays in a selectivity constraint are opposite to each other; the corresponding coordination constraint is also relaxed. Only few constraints are relaxed by this criterion.

The criterion of ratio of fault current to nominal current described in section 1 was applied in addition to the above two criteria when the solution with the conventional objective function was not found.

### 3. RANDOM SEARCH TECHNIQUE

The RST algorithm [9] attempts to obtain the global optimal solution of the problems of the type:

$$\begin{aligned} &\text{Minimize } f(X) \text{ where } X = (x_1, x_2, \dots, x_n) \\ &\text{Subject to } g_j(X) \geq 0 \text{ for } j = 1, 2, \dots, k \\ &a_i \leq x_i \leq b_i \text{ for } i = 1, 2, \dots, n \end{aligned}$$

Where  $a_i$  and  $b_i$  are the lower and upper bounds on the variables  $x_i$ .

Random Search Technique works iteratively in two phases. In the first phase the objective function is evaluated at a number of randomly generated feasible solutions, while in the second phase these feasible solutions are manipulated by local searches (using quadratic approximation) to yield a possible candidate for global optima. This cycle is repeated until the global optimal solution is obtained.

The computational steps of RST algorithm are:

Phase I

- i. Choose a suitably large number NBIG say  $\text{NBIG} = 10 \cdot (n+1)$   $n$  dimensional random feasible solutions and evaluate the objective function at each of them. Store in an NBIG by  $(n+1)$  array A. Go to step ii.

Phase II

- ii. Out of these feasible solutions, determine M and L as the feasible solutions with the greatest and the least function values  $f(M)$  and  $f(L)$ , respectively. If

$$\text{the stopping criteria, } \left| \frac{f(M) - f(L)}{f(L)} \right| < \varepsilon \text{ is satisfied, stop with the message that}$$

L is the global minimum solution. Otherwise go to step iii.

- iii. From the current array A choose three distinct feasible solutions  $R_1=L$ ,  $R_2$  and  $R_3$  randomly and determine the next feasible solution P as the point of minima of the quadratic curve passing through  $R_1$ ,  $R_2$  and  $R_3$ .
- iv. Find  $f(P)$ . If  $f(P) < f(M)$  go to step v otherwise go to step iii.
- v. Replace M by P in the array A and go to step ii.

### 4. RESULTS AND DISCUSSION

For the sample 6-bus system given in Fig. 1, 48 selectivity constraints are generated for all possible near-end and far-end faults sensed by all relays of 6-bus system. Based on the criteria described in section 1 and 2, 11 constraints are relaxed as shown in Table I. Coordination results for this are presented in Table II, III and IV. These results are for remaining 37 selectivity constraints left after relaxing 11 constraints. It is also important to mention that number of constraints to be relaxed for any system may vary with the change in the operating condition but in any case the optimal solution must be acceptable for the varying operating conditions.

Optimal set of settings and value of objective function obtained using RST algorithm are given in Table II. Results of operating times of primary and back-up relays corresponding to all possible fault locations are presented in Table III. Suitable remarks are also appended in Table III for each selectivity constraint to indicate whether coordination was achieved or not. If coordination was not achieved for a constraint, reason is also explained in the remark corresponding to the constraint.

Operating times of all relays for each fault location are given in Table IV. In Tables III and IV, positive relay operating time indicates relay operation. If it is negative, fault current seen by relay ( $I$ ) is less than its pick-up current setting ( $I_p$ ) and relay can't operate. "DR" means relay is directional restraint; in this case also relay can't operate because direction of relay to trip and actual direction of flow of fault current are opposite to each other.

The results show that proper coordination is achieved for the considered sample 6-bus system. The results also indicate that none of the relays operates before the primary or back-up relays corresponding to each fault location. In other words, there is no sympathy trip.

The RST algorithm has following advantages over the conventional techniques, which are as follows:

- i) RST algorithm attempts at obtaining the global optimal solution rather than the local solution.
- ii) It does not require an initial guess of the solution vector. It only requires the lower and upper bounds of decision variables.
- iii) It does not require the continuity or/and differentiability conditions of objective function and hence does not require the evaluation of derivatives.
- iv) It finds the optimal value of the function satisfying all constraints exactly without permitting any violation.

TABLE I  
Details about selectivity constraints for  
the sample 6-bus system (Fig. 1)

Number of selectivity constraints		
total generated	relaxed by criteria described in section II	further relaxed based on the ratio of fault current to nominal current
48	10	1

TABLE II  
Optimal values of  $TDS$ ,  $I_p$  and objective function for  
the sample 6-Bus System (Fig. 1)

Relay number	Optimal values of settings	
	$TDS$ in the range (0.05 - 1.1)	$I_p$ expressed as times $\left( \frac{\text{Nominal current}}{\text{CT Ratio}} \right)$
1	0.1170	1.2567
2	0.2080	1.2531
3	0.0857	1.4389
4	0.1126	1.2507
5	0.0500	1.2502
6	0.0525	1.4006
7	0.0500	1.2501
8	0.0500	1.2502
9	0.0500	1.2504
10	0.0639	1.2501
11	0.0827	1.2700
12	0.0604	1.3270
13	0.0588	1.2507
14	0.0924	1.2521
Objective function	10.6192	

TABLE III  
 Primary and backup relay operating times for all possible near-end and far-end faults  
 sensed by each relay of the sample 6-bus system (Fig. 1)

Fault near relay no.	Type of fault	Primary relay no.	Primary relay operating times in seconds	Backup relay no.	Backup relay operating times in seconds	Remarks (Coordination time interval is taken as 0.2 sec.)
Relay 1	Close-in	1	0.2839	8	0.5540	Constraint satisfied
				11	2.1224	Constraint satisfied
	Far-bus	2	0.6678	3	-5.0539	Relay 3 has $I < I_P$
				5	DR	Relay 5 directional restraint
Relay 2	Close-in	2	0.4858	3	0.6860	Constraint satisfied
				5	-1.0251	Relay 5 has $I < I_P$
	Far-bus	1	0.3911	8	1.1830	Constraint satisfied
				11	DR	Relay 11 directional restraint
Relay 3	Close-in	3	0.3131	10	0.5133	Constraint satisfied
				13	0.5742	Constraint satisfied
	Far-bus	4	0.4029	1	0.8079	Constraint satisfied
				5	-0.1375	Relay 5 has $I < I_P$
Relay 4	Close-in	4	0.3215	1	0.5220	Constraint satisfied
				5	-0.68931	Relay 5 has $I < I_P$
	Far-bus	3	0.4090	10	0.6577	Constraint satisfied
				13	-0.7215	Relay 13 has $I < I_P$
Relay 5	Close-in	5	0.2206	12	0.4613	Constraint satisfied
				14	0.7591	Constraint satisfied
	Far-bus	6	0.3577	1	-0.8564	Relay 1 has $I < I_P$
				3	-0.2452	Relay 3 has $I < I_P$
Relay 6	Close-in	6	0.1974	1	0.6526	Constraint satisfied
				3	0.8057	Constraint satisfied
	Far-bus	5	0.4431	12	1.2058	Constraint satisfied
				14	-1.7154	Relay 14 has $I < I_P$

Fault near relay no.	Type of fault	Primary relay no.	Primary relay operating times in seconds	Backup relay no.	Backup relay operating times in seconds	Remarks (Coordination time interval is taken as 0.2 sec.)
Relay 7	Close-in	7	0.5355	2	0.7777	Constraint satisfied
				11	0.7357	Constraint satisfied
	Far-bus	8	0.3669	No backup exists		-
Relay 8	Close-in	8	0.3235	No backup exists		-
	Far-bus	7	0.6155	2	0.8156	Constraint satisfied
				11	0.8248	Constraint satisfied
Relay 9	Close-in	9	0.2471	4	0.4473	Constraint satisfied
				13	0.4473	Constraint satisfied
	Far-bus	10	0.4450	No backup exists		-
Relay 10	Close-in	10	0.4066	No backup exists		-
	Far-bus	9	0.2716	4	0.4825	Constraint satisfied
				13	0.5184	Constraint satisfied
Relay 11	Close-in	11	0.4140	6	0.6140	Constraint satisfied
				14	0.6145	Constraint satisfied
				2	3.8231	Constraint satisfied
	Far-bus	12	0.3187	8	0.8265	Constraint satisfied
Relay 12	Close-in	12	0.2327	2	0.9182	Constraint satisfied
				8	0.4699	Constraint satisfied
				6	3.5177	Constraint satisfied
	Far-bus	11	0.5925	14	0.9252	Constraint satisfied
Relay 13	Close-in	13	0.2282	6	0.7701	Constraint satisfied
				12	0.4284	Constraint satisfied
				4	2.1554	Constraint satisfied
	Far-bus	14	0.4654	10	1.0093	Constraint satisfied
Relay 14	Close-in	14	0.3197	4	0.5375	Constraint satisfied
				10	0.5865	Constraint satisfied
				6	-0.6882	Relay 6 has $I < I_p$
	Far-bus	13	0.3425	12	0.7223	Constraint satisfied

**TABLE IV**  
**All relay operating times for all possible near-end and far-end faults**  
**sensed by each relay of the sample 6-bus system (Fig. 1)**

Fault location near relay	Relay number and its time of operation for the fault location under consideration													
	Relay 1	Relay 2	Relay 3	Relay 4	Relay 5	Relay 6	Relay 7	Relay 8	Relay 9	Relay 10	Relay 11	Relay 12	Relay 13	Relay 14
1	0.2839	0.6678	-5.0539	DR	DR	-0.4140	DR	0.5540	DR	3.1323	2.1224	DR	DR	3.5780
2	0.3911	0.4858	0.6860	DR	-1.0251	DR	DR	1.1830	DR	1.1868	DR	-0.4571	DR	-0.5727
3	0.8079	DR	0.3131	0.4029	-0.1375	DR	DR	3.4734	DR	0.5133	DR	1.0582	0.5742	DR
4	0.5220	DR	0.4090	0.3215	-6.8931	DR	DR	1.4344	DR	0.6577	DR	2.0391	-0.7215	DR
5	-0.8564	DR	-0.2452	DR	0.2206	0.3577	DR	1.7486	DR	1.4824	DR	0.4613	DR	0.7591
6	0.6526	DR	0.8057	DR	0.4431	0.1974	DR	2.1048	DR	1.0841	DR	1.2058	DR	-1.7154
7	DR	0.7777	-0.8554	DR	DR	-2.5423	0.5355	0.3669	DR	2.0263	0.7357	DR	DR	1.1645
8	DR	0.8156	-0.7652	DR	DR	-1.6116	0.6155	0.3235	DR	3.2750	0.8248	DR	DR	1.3739
9	1.0479	DR	DR	0.4473	DR	-0.2510	DR	5.6142	0.2471	0.4450	DR	0.9242	0.4473	DR
10	1.2493	DR	DR	0.4825	DR	-0.2319	DR	-5.6567	0.2716	0.4066	DR	1.2724	0.5184	DR
11	DR	3.8231	DR	-0.9232	DR	0.6140	DR	0.8265	DR	1.3112	0.4140	0.3187	DR	0.6145
12	DR	0.9182	-0.4269	DR	DR	3.5177	DR	0.4699	DR	1.9362	0.5925	0.2327	DR	0.9252
13	DR	-0.5357	DR	2.1554	DR	0.7701	DR	1.6015	DR	1.0093	DR	0.4284	0.2282	0.4654
14	2.1082	DR	DR	0.5375	DR	-0.6822	DR	5.9873	DR	0.5865	DR	0.7223	0.3425	0.3197

## 5. CONCLUSION

It is not possible to provide all the primary protections in the minimum possible time keeping all the relay pairs coordinated. Simplex-based linear programming approaches having a characteristic feature to relax the infeasible selectivity constraints relating to some relay-pairs, are the best available optimization techniques to achieve the required degree of coordination.

This paper reports that when based on the criteria described in section 2 some non-significant constraints were relaxed, solution was not achieved with the conventional objective function even though all remaining constraints were feasible. This paper presents a solution for the same by identifying a characteristic within remaining selectivity constraints so that the solution with the conventional objective function can be found and minimum relay operating times can be obtained keeping maximum relay pairs coordinated.

From the results given in Table III and IV, it is also observed that proper coordination has been achieved with acceptable speed of the prime protection also. No sympathy trips are observed in this study of the sample 6-bus system. However, in this paper coordination for only a 6-bus system is considered and sympathy trip problem becomes prominent for large interconnected systems only. The RST algorithm used in this paper finds the optimal set of settings by satisfying the constraints exactly without permitting any violation and does not require initial guess also.

## 6. APPENDIX

*Data for 6-bus sample system [24] given in Fig. 1*

Bus code: 1 slack bus, 0 load bus, 2 generator bus.

Base MVA is 100. Busdata and linedata (network topology array) are given in Table V and VI, respectively.

TABLE V  
Busdata of the sample 6-bus system (Fig. 1)

Bus No.	Bus code	(V) mag (pu)	(V) Ang deg	Load		Gen.		Q <sub>min</sub>	Q <sub>max</sub>
				MW	MVAr	MW	MVAr		
1	1	1.06	0	0	0	0	0	0	0
2	2	1.04	0	0	0	150	0	0	140
3	2	1.03	0	0	0	100	0	0	90
4	0	1.0	0	100	70	0	0	0	0
5	0	1.0	0	90	30	0	0	0	0
6	0	1.0	0	160	110	0	0	0	0



TABLE VI  
Linedata of the sample 6-bus system (Fig. 1)

Bus To	Bus From	R (pu)	X (pu)	B / 2 (pu)
1	4	0.035	0.225	0.0065
1	5	0.025	0.105	0.0045
1	6	0.04	0.215	0.0055
2	4	0.00	0.035	0.00
3	5	0.00	0.042	0.00
4	6	0.028	0.125	0.0035
5	6	0.026	0.175	0.03

## 7. REFERENCES

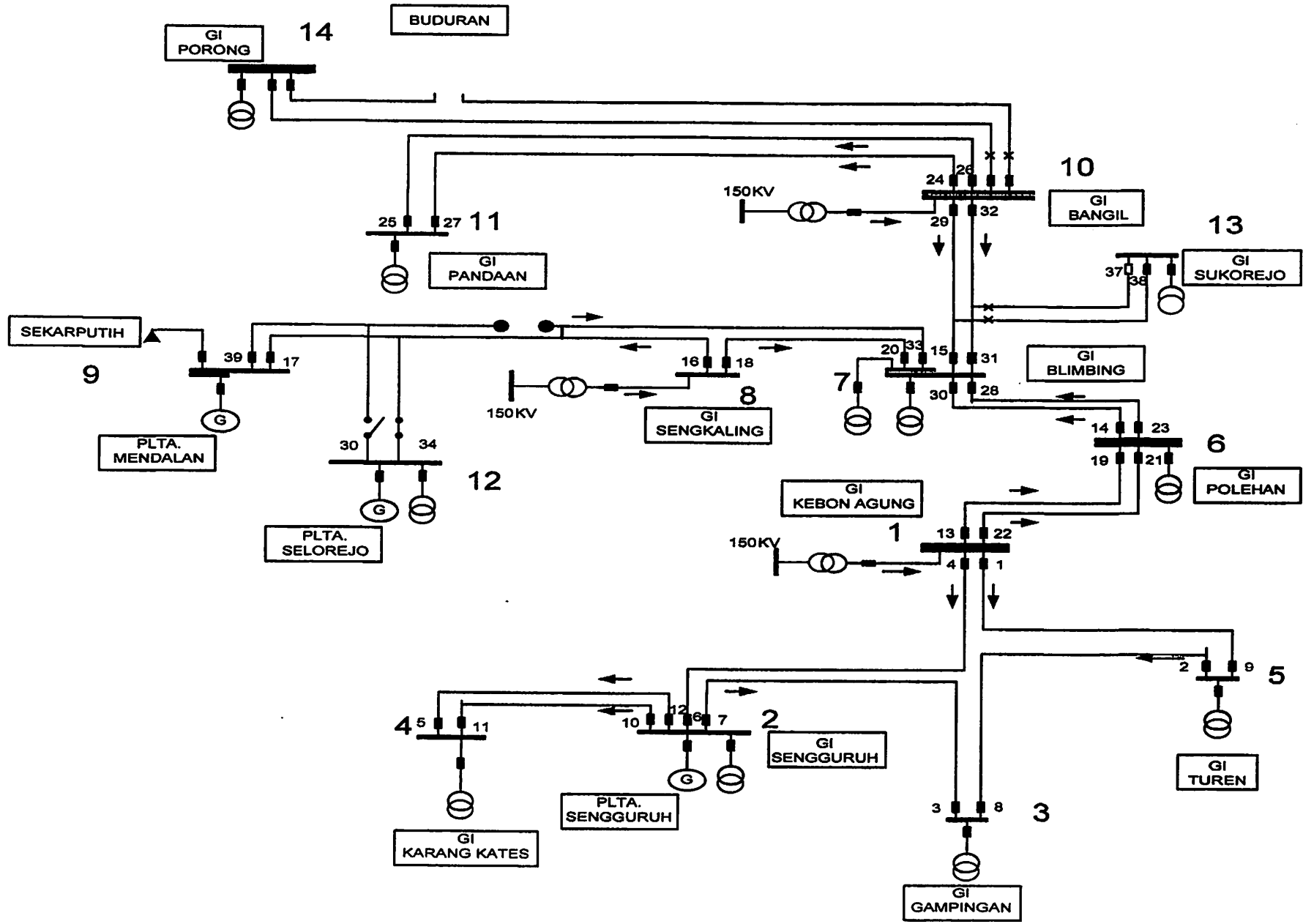
- [1] Zhijun Gan, Elangovan S. and Liew A. C., "Microcontroller Based Overcurrent Relay and Directional Overcurrent Relay with Ground Fault Protection", *Electric Power Systems Research*, Vol.-38, pp. 11-17, 1996.
- [2] Turan Gonen, "Electric power distribution system engineering", McGraw-Hill Series in Electrical Engineering, 1986.
- [3] Sutherland P. E., "Protective device coordination in an industrial power system with multiple sources", *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol.-33, pp. 1096-1103, July/Aug. 1997.
- [4] Sastry S., Lawrence Jenkins and Khincha H. P., "Computer Aided Relay Coordination Techniques - A Survey," *Journal of Institution of Engineers, India*, Vol. 71, June 1990.
- [5] IEEE Committee Report, "Computer Aided Coordination of Line Protection Schemes," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.-6, No.-2, pp. 575-583, April 1991.
- [6] Birla Dinesh, Maheshwari R. P. and Gupta H. O., "Time-Overcurrent Relay Coordination: A Review," *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, Vol.-2, Issue-2, April 2005.
- [7] Birla Dinesh, Maheshwari R. P. and Gupta H. O., "Developments in DOCR Coordination using Optimization Techniques to Achieve Optimal Settings and Future Perspective", *National Conference on Computational Intelligence for Electrical Engineering (CIEE-05)*, Longowal, (PUNJAB) INDIA, November 18-19, 2005.
- [8] Gupta H. O., "Recent Developments in the Overcurrent Relay Coordination in Power Networks", *National Conference on Computational Intelligence for Electrical Engineering (CIEE-05)*, Longowal, (PUNJAB) INDIA, November 18-19, 2005.
- [9] Mohan C. and Shanker K., "A Random Search Technique for global optimization based on quadratic approximation", *Asia Pacific Journal of Operations Research Society*, Vol.-11, pp. 93-101, 1994.

- [10] Sridevi B. and Deep Kusum, "Modeling of Slope Failures using Global Optimization Techniques", *Journal of Engineering Optimization*, Vol.-23, No.-4, pp. 255-266, 1995.
- [11] Deep Kusum and Agarwal S. K., "Optimal Design of Reinforced Concrete Structures using Global Optimization Techniques", *Proceedings, Mathematics and Applications to Engineering and Industry*, Department of Mathematics, University of Roorkee, pp. 27-32, 1997.
- [12] Saran V. H., Ramji K., Goel V. K. and Deep Kusum, "Optimum Design of Suspension System for Three - wheeled motor vehicle - Using Random Search Optimization Technique", 18<sup>th</sup> IAVSD Symposium, Kanagawa Institute of Technology, Kanagawa, Japan, August 2003.
- [13] Deep Kusum, "A Heuristic Algorithm for Optimal Design of Water Distribution Networks", accepted, *International Journal of Management and Systems*, 2006.
- [14] Orduna E., Garces F. and Handschin E., "Algorithmic-Knowledge-Based Adaptive Coordination in Transmission Protection", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.-18, No.-1, pp. 61- 65, January 2003.
- [15] Chattopadhyay B., Sachdev M. S. and Sidhu T. S., "An On-Line Relay Coordination Algorithm for Adaptive Protection Using Linear Programming Technique", *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol.-11, pp 165-173, January 1996.
- [16] Urdaneta A. J., Resterbo H., Sanchez J. and Fajardo J., "Coordination of Directional Overcurrent Relays Timing Using Linear Programming", *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol.-11, pp.122-129, January, 1996.
- [17] Urdaneta A. J., Perez L. G. and Harold Restrepo, "Optimal Coordination of Directional Over Current Relays Considering Dynamic Changes in the Network Topology", *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol.-12, pp. 1458-1463, Oct. 1997.
- [18] Urdaneta A. J., Perez L. G., Gomez J. F., Feijoo B. and Gonzalez M., "Presolve Analysis and Interior Point Solutions of the Linear Programming Coordination Problem of Directional Overcurrent Relays", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol.-23, Issue-8, pp. 819-825, Nov. 2001.
- [19] Laway N. A. and Gupta H. O., "A Method for Adaptive Coordination of Directional Relays in An Interconnected Power System", *Developments in power system protection*, IEE conference pub. No. 368, PP. 240-243, London 1993.
- [20] Birla Dinesh, Maheshwari R. P. and Gupta H. O., "A New Non-linear Directional Overcurrent Relay Coordination Technique, and Banes and Boons of Near-end Faults Based Approach", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.-21, No.-3, pp. 1176-1182, July 2006.

- [21] Sachdev M. S., Chattopadhyay Bijoy and Sidhu T. S., "A New Approach to Distribution System Protection – Adaptive Relaying", 5<sup>th</sup> International Conference on Developments in Power System Protection, IEE Publication No. 368, pp. 165-168, London, 1993.
- [22] Perez L. G. and Urdaneta A. J., "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Considering Definite Time Back-up Relaying", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.-14, No.-4, pp. 1276-12184, October 1999.
- [23] H. A. Abyaneh, H. K. Karegar, A. Zahedi, M. Al-Dabbagh, and M. Ahamadi, "Constraints Reduction of The Optimal Coordination of Overcurrent Relays", Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Melbourne, Australia, September 29 to October 02, 2002.
- [24] Hadi Saadat, "Power System Analysis", Tata McGrawHill Publishing Company Limited, New Delhi, pp. 517, 1999.



# SINGLE LINE DIAGRAM



**ARUS HUBUNG SINGKAT MAXIMUM SISTEM 70 KV JAWA BALI TAHUN 2007**

No.	BUS	GI	Teg (kV)	Imp.urutan positif		Imp.urutan negatif		Imp.urutan nol		Arus hub singkat Max	
				R1(pu)	X1(pu)	R2(pu)	X2(pu)	Ro(pu)	Xo(pu)	1ph. (kA)	3ph. (kA)
1	4-I	AJINOMOTO4	70	0.02222342	0.0773595	0.02208566	0.07726724	1.745512	0.3753382	1.453558	11.19036
2	4-I	ARJAWINANGUN4	70	0.03137604	0.215738	0.02900809	0.1101556	4.550504	0.2731889	0.5846135	4.155842
3	4-II	ARJAWINANGUN4	70	0.0569889	0.2568376	0.056612	0.2534265	2.553975	0.4890121	0.9535657	3.442688
4	I-5	ASPEC	70	0.02891341	0.1788428	0.02886944	0.1786906	7.63918	0.2779529	0.3521419	4.998655
5	B1	BABAKAN4	70	0.06486073	0.2427482	0.06249278	0.1371658	4.595468	0.3542195	0.568748	3.603138
6	4-I	BANARAN4	70	0.00474174	0.09408315	0.00440598	0.09387412	6.216114	0.3219072	0.4353332	9.618261
7	4-II	BANARAN4	70	0.00474174	0.09408315	0.00440598	0.09387412	6.216114	0.3219072	0.4353332	9.618261
8	4-IA	BANDUNG TIMUR 4	70	0.01292217	0.1339616	0.01289136	0.1336206	3.39719	0.1775026	0.7871256	6.730719
9	4-IB	BANDUNG TIMUR 4	70	0.01292217	0.1339616	0.01289136	0.1336206	3.39719	0.1775026	0.7871256	6.730719
10	4-I	BANGIL4	70	0.00490869	0.1261422	0.00468046	0.1260452	12.2552	0.1515221	0.2216887	7.181504
11	4-II	BANGIL4	70	0	0	0	0	0	0	0	0
12	4-I	BANGUN4	70	0.06064255	0.2164559	0.05052771	0.2163975	12.34622	0.4314799	0.2176638	4.026036
13	4-I	BANJAR4	70	0.02955457	0.4446883	0.02961265	0.4445685	3.826353	0.237496	0.6718031	2.035096
14	4-II	BANJAR4	70	0.02955457	0.4446883	0.02961265	0.4445685	3.826353	0.237496	0.6718031	2.035096
15	4-I	BARATA4	70	0.00447212	0.2133669	0.00429705	0.2133406	12.25085	0.2296505	0.2215851	4.250154
16	4-I	BLIMBING4	70	0.1627046	0.2716116	0.1624764	0.2715146	12.47422	0.5879303	0.2117242	2.856002
17	4-II	BLIMBING4	70	0.07368813	0.1780604	0.07281747	0.1783684	1.907578	0.5807438	1.202552	4.688823
18	4-I	BLITAR4	70	0.04891337	0.3086893	0.0468882	0.3090791	12.29242	0.3981574	0.2188658	2.899847
19	4-II	BLITAR4	70	0.04891337	0.3086893	0.0468882	0.3090791	12.29242	0.3981574	0.2188658	2.899847
20	I-4	BOGORBARU4	70	0.00493936	0.08022361	0.00416411	0.07837538	1.259145	0.1630826	2.070838	11.26663
21	II-4	BOGORBARU4	70	0.00493936	0.08022361	0.00416411	0.07837538	1.259145	0.1630826	2.070838	11.26663
22	4-I	BUDURAN4	70	0.00668436	0.2216976	0.00656262	0.2216442	12.2556	0.249456	0.2213829	4.089187
23	4-II	BUDURAN4	70	0.01347503	0.1806808	0.0133533	0.1806274	12.27041	0.2481119	0.2209528	5.092956
24	I-4	BUNAR	70	0.09973539	0.2338194	0.09859184	0.2324421	1.337335	0.3978881	1.539962	3.557767
25	II-4	BUNAR	70	0.09973539	0.2338194	0.09859184	0.2324421	1.337335	0.3978881	1.539962	3.557767
26	4-I	CANGKRING4	70	0.00673267	0.1048418	0.00456535	0.03663357	3.377631	0.06801911	0.8001727	8.623515
27	4-II	CANGKRING4	70	0.00673267	0.1048418	0.00456535	0.03663357	3.377631	0.06801911	0.8001727	8.623515
28	4-I	CARUBAN4	70	0.05798311	0.1582125	0.0577493	0.1581369	1.893347	0.6742251	1.21211	5.361578
29	I-4	CAWANG4	70	0.0010332	0.078171	0.00098452	0.07820769	2.473664	0.07011764	1.092161	11.59719
30	II-4	CAWANG4	70	0.0010332	0.078171	0.00098452	0.07820769	2.473664	0.07011764	1.092161	11.59719
31	4-I	CIANJUR4	70	0.02982932	0.3038001	0.0291716	0.3018393	3.856475	0.4765456	0.6690453	2.970089
32	4-II	CIANJUR4	70	0.02982932	0.3038001	0.0291716	0.3018393	3.856475	0.4765456	0.6690453	2.970089

**ARUS HUBUNG SINGKAT MAXIMUM SISTEM 70 KV JAWA BALI TAHUN 2007**

No.	BUS	GI	Teg	Imp.urutan positif		Imp.urutan negatif		Imp.urutan nol		Arus hub singkat Max	
			(kV)	R1(pu)	X1(pu)	R2(pu)	X2(pu)	Ro(pu)	Xo(pu)	1ph. (kA)	3ph. (kA)
33	I-4	CIAWI4	70	0.02006589	0.1070003	0.01929064	0.1051521	1.28468	0.2434128	1.93583	8.303711
34	II-4	CIAWI4	70	0.02006589	0.1070003	0.01929064	0.1051521	1.28468	0.2434128	1.93583	8.303711
35	I-4	CIBADAK4	70	0.00848892	0.2084433	0.0056036	0.2033971	1.508042	0.1971211	1.65447	4.34703
36	II-4	CIBADAK4	70	0.00848892	0.2084433	0.0056036	0.2033971	1.508042	0.1971211	1.65447	4.34703
37	I-4	CIBINONG4	70	0.00224596	0.2079338	0.00220199	0.2077817	7.592272	0.2053119	0.3568085	4.362311
38	II-4	CIBINONG4	70	0.00159708	0.1282866	0.00155312	0.1281345	7.592272	0.1262845	0.3576051	7.069327
39	4-I	CIGANEA	70	0.01222554	0.08574183	0.01200622	0.08576544	48614460	8.034818	0	10.43786
40	4-II	CIGANEA	70	0.01222554	0.08574183	0.01200522	0.08576544	48614460	8.034818	0	10.43786
41	4-I	CIGERELENG4	70	0.00991378	0.1316177	0.00988738	0.1312939	3.401567	0.1865136	0.7873672	6.864925
42	4-II	CIGERELENG4	70	0.00921787	0.08959627	0.00850478	0.08924083	0.498624	0.3138965	3.789931	10.04713
43	4-I	CIKALONG4	70	0.01803381	0.1041122	0.01521489	0.1046039	0.3851542	0.05649488	5.437517	8.556684
44	4-II	CIKALONG4	70	0.01803381	0.1041122	0.01521489	0.1046039	0.3851542	0.05649488	5.437517	8.556684
45	I-4	CILEUNGI	70	0.02695626	0.173177	0.0269123	0.1730249	7.63508	0.2609558	0.3526103	5.167011
46	II-4	CILEUNGI	70	0.02695626	0.173177	0.0269123	0.1730249	7.63508	0.2609558	0.3526103	5.167011
47	4-I	CIRATA4	70	0.00807057	0.1195624	0.00800929	0.1195518	53792365	10.99071	0	7.561218
48	4-I	CIWI KIMIA4	70	0.01723026	0.06837814	0.0170925	0.06828587	1.73706	0.3483941	1.477229	12.77085
49	4-I	CURUG4	70	0.05643427	0.1762574	0.05620478	0.1762608	42087536	1.101292	0	4.88554
50	I-4	DEPOK	70	0.04699749	0.141421	0.0469488	0.1414577	2.543199	0.2598676	1.008664	6.061288
51	II-4	DEPOK	70	0.05372212	0.1726033	0.05292317	0.1707897	1.332068	0.4166703	1.667196	5.001806
52	4-I	DOLOPO4	70	0.05127357	0.1812916	0.05055463	0.1815681	2.007013	0.8396545	1.118734	4.801144
53	4-I	DRIYOREJO4	70	0.00390913	0.1158805	0.00379429	0.1158222	12.25043	0.1297538	0.2218327	7.819012
54	I-4	GAMBIR LAMA	70	0	0	0	0	0	0	0	0
55	II-4	GAMBIR LAMA	70	0.01152717	0.1436714	0.01141665	0.1442132	2.502924	0.17513	1.057428	6.286887
56	4-I	GAMPINGAN4	70	0.03679508	0.2010959	0.03418883	0.2016941	6.157634	0.2151854	0.4344242	4.429753
57	I-4	GANDARIA	70	0.02134137	0.1168894	0.02129268	0.1169261	2.508206	0.1862727	1.050382	7.610957
58	II-4	GANDARIA	70	0.02843474	0.2545438	0.02839077	0.2543917	7.636522	0.3451419	0.3513491	3.539003
59	4-I	GUDANG GARAM5	70	0.01572771	0.1136357	0.01539195	0.1134266	6.234677	0.3805647	0.4319428	7.888131
60	4-I	INDOBHARAT4	70	0.04850006	0.1834551	0.04843831	0.1834449	53792365	11.14505	0	4.767807
61	4-I	INDORAMA4	70	0.01239805	0.08688015	0.01220115	0.08688997	48614460	8.030508	0	10.30142
62	4-II	INDORAMA4	70	0.01239805	0.08688015	0.01220115	0.08688997	48614460	8.030508	0	10.30142
63	B1	INDRAMAYU4	70	0.1265796	0.3181418	0.1244123	0.2499336	3.580131	0.7079191	0.6730723	2.643869
64	4-I	JATIBARANG4	70	0.09328879	0.2588918	0.09112148	0.1906836	3.523881	0.5301691	0.7085323	3.288558
65	4-II	JATIBARANG4	70	0.00594298	0.1659876	0.00556608	0.1625765	2.467725	0.2164621	1.069713	5.459546

**ARUS HUBUNG SINGKAT MAXIMUM SISTEM 70 KV JAWA BALI TAHUN 2007**

No.	BUS	GI	Teg (kV)	Imp.urutan positif		Imp.urutan negatif		Imp.urutan nol		Arus hub singkat Max	
				R1(pu)	X1(pu)	R2(pu)	X2(pu)	Ro(pu)	Xo(pu)	1ph. (kA)	3ph. (kA)
66	4-I	JATILUHUR4	70	0.00756044	0.07970896	0.00728618	0.07976971	48614460	8.046442	0	11.30053
67	4-I	KADIPATEN4	70	0.0679215	0.2875037	0.06240681	0.2889221	0.8648164	0.1898419	2.158725	3.066184
68	4-II	KADIPATEN4	70	0.1223667	0.3722983	0.1219897	0.3688873	2.664338	0.8353942	0.8213331	2.3113
69	4-I	KARANGKATES4	70	0.08425135	0.2427757	0.08157986	0.2434162	6.221312	0.3341533	0.4222663	3.521232
70	4-II	KARANGKATES4	70	0.08425135	0.2427757	0.08157986	0.2434162	6.221312	0.3341533	0.4222663	3.521232
71	4-I	KEBONAGUNG4	70	0.00703825	0.1073078	0.00618048	0.1072775	6.152477	0.1947287	0.4400369	8.424687
72	4-II	KEBONAGUNG4	70	0.00703825	0.1073078	0.00618048	0.1072775	6.152477	0.1947287	0.4400369	8.424687
73	I-4	KEDUNGBADAK	70	0.00961191	0.08850533	0.00881296	0.08669176	1.257039	0.1643764	2.052928	10.16325
74	II-4	KEDUNGBADAK	70	0.00961191	0.08850533	0.00881296	0.08669176	1.257039	0.1643764	2.052928	10.16325
75	4-I	KERTOSONO4	70	0.01783539	0.0848185	0.01771632	0.0846987	1.792321	0.4434832	1.407536	10.41441
76	4-II	KERTOSONO4	70	0.05246752	0.1294785	0.0523304	0.1293746	1.798695	0.4977682	1.325089	6.458122
77	4-I	KOSAMBI BARU4	70	0.00304652	0.08197167	0.00281703	0.0819751	42087536	0.8210542	0	11.04677
78	4-IA	KOSAMBI BARU4	70	0.00304658	0.08197129	0.00281697	0.08197473	42087536	0.8210539	0	11.04677
79	4-II	KOSAMBI BARU4	70	0.06049809	0.2046938	0.06043628	0.2046836	53792365	11.20535	0	4.238876
80	4-IIB	KOSAMBI BARU4	70	0	0	0	0	0	0	0	0
81	I-4	KRACAK	70	0.04348021	0.1566967	0.04233665	0.1553194	1.248784	0.1665202	1.911957	5.560078
82	II-4	KRACAK	70	0.04348021	0.1566967	0.04233665	0.1553194	1.248784	0.1665202	1.911957	5.560078
83	2-I	KUNINGAN4	70	0.06468165	0.2032091	0.06251433	0.1350009	3.473845	0.3631211	0.7406827	4.241879
84	4-I	LAMAJAN4	70	0.0210699	0.1086937	0.01808203	0.109333	0.386308	0.05934032	5.305371	8.164471
85	4-II	LAMAJAN4	70	0.0210699	0.1086937	0.01808203	0.109333	0.386308	0.05934032	5.305371	8.164471
86	I-4	LEMBUR SITU	70	0.08669933	0.2929097	0.08344728	0.2884453	1.585586	0.3498598	1.365807	2.964365
87	II-4	LEMBUR SITU	70	0.1017375	0.4317801	0.1010798	0.4298193	3.977975	0.8004856	0.6012049	2.043037
88	4-I	MAGETAN4	70	0.1142091	0.540963	0.1141602	0.5409654	36.9426	1.047483	0.0730918	1.639696
89	4-II	MAGETAN4	70	0.1142091	0.540963	0.1141602	0.5409654	36.9426	1.047483	0.0730918	1.639696
90	B1	MAJALAYA4	70	0.0432199	0.1943115	0.0431935	0.1939878	3.459362	0.3745953	0.7492062	4.547392
91	4-I	MALANGBONG4	70	0.08481822	0.3322053	0.0848763	0.3320854	3.934065	0.6164255	0.6322686	2.642215
92	4-II	MALANGBONG4	70	0.08481822	0.3322053	0.0848763	0.3320854	3.934065	0.6164255	0.6322686	2.642215
93	4-I	MANISREJO4	70	0.02321415	0.1194011	0.02288267	0.1193613	1.927274	0.6775583	1.247789	7.433993
94	4-II	MANISREJO4	70	0.03130807	0.3937253	0.03125913	0.3937277	36.80258	0.6057704	0.0737662	2.296087
95	4-I	MANYAR4	70	0.00453042	0.21617	0.00441558	0.2161117	12.25202	0.2325369	0.2215527	4.195058
96	4-I	MASPION STEEL BAR4	70	0.01080348	0.2272745	0.01068864	0.2272162	12.26261	0.2658503	0.2210807	3.985574
97	4-I	MASPION4	70	0.0119199	0.1761448	0.01179816	0.1760914	12.26715	0.2345038	0.2210867	5.134575
98	4-I	MENDALAN	70	0.06960076	0.1284528	0.06858012	0.1296373	1.720456	0.2723132	1.403909	6.168495



**ARUS HUBUNG SINGKAT MAXIMUM SISTEM 70 KV JAWA BALI TAHUN 2007**

No.	BUS	GI	Teg (kV)	Imp.urutan positif		Imp.urutan negatif		Imp.urutan nol		Arus hub singkat Max	
				R1(pu)	X1(pu)	R2(pu)	X2(pu)	Ro(pu)	Xo(pu)	1ph. (kA)	3ph. (kA)
99	4-II	MENDALAN	70	0.167786	0.2668289	0.1658476	0.2698967	1.961343	0.6795166	1.045738	2.868466
100	I-4	MENES(1)	70	0.1731061	0.4893873	0.1729861	0.4898775	2.767722	1.237553	0.711151	1.745462
101	II-4	MENES(1)	70	0.1731061	0.4893873	0.1729861	0.4898775	2.767722	1.237553	0.711151	1.745462
102	4-I	MIWON4	70	0.00717878	0.1216684	0.00706394	0.12161	12.25595	0.1471174	0.221599	7.435548
103	4-I	MRANGGEN4	70	0.08217644	0.4842593	0.0821275	0.4842617	36.88853	0.8773724	0.0733541	1.845805
104	4-II	MRANGGEN4	70	0.08217644	0.4842593	0.0821275	0.4842617	36.88853	0.8773724	0.0733541	1.845805
105	4-I	NGANJUK4	70	0.03885967	0.112897	0.03869232	0.112798	1.810845	0.4821281	1.345805	7.555664
106	4-II	NGANJUK4	70	0.03885967	0.112897	0.03869232	0.112798	1.810845	0.4821281	1.345805	7.555664
107	4-I	PACITAN4	70	0.215574	0.4678674	0.2150087	0.468012	2.270229	1.705103	0.7197019	1.758264
108	4-II	PACITAN4	70	0.215574	0.4678674	0.2150087	0.468012	2.270229	1.705103	0.7197019	1.758264
109	2-I	PAMEUNGPEUK4	70	0.1710136	0.3755591	0.1680257	0.3761983	0.6396611	0.8599362	1.441045	2.194045
110	4-I	PANDAAN4	70	0.02643676	0.1644572	0.02620853	0.1643602	12.29157	0.2664671	0.2201266	5.435827
111	4-II	PANDAAN4	70	0.02643676	0.1644572	0.02620853	0.1643602	12.29157	0.2664671	0.2201266	5.435827
112	B1	PANGANDARAN4	70	0.1275405	0.6190808	0.1275966	0.618961	3.991916	0.7606735	0.5791788	1.434418
113	4-I	PARAKAN4	70	0.04567661	0.248218	0.04016191	0.2496364	0.8272654	0.07198474	2.516629	3.589389
114	4-II	PARAKAN4	70	0.1442121	0.4370981	0.1442702	0.4369783	4.034326	0.9311041	0.5803106	1.96839
115	4-I	PARE4	70	0.06723286	0.1516927	0.0668971	0.1514836	6.302852	0.4947357	0.4192327	5.440482
116	I-4	FELABUHAN RATU	70	0.1355369	0.4346546	0.1322848	0.4301902	1.687382	0.7750944	1.064615	1.990016
117	4-I	PINDODELI4	70	0.08335045	0.2241247	0.08312127	0.2241281	42087536	1.243564	0	3.782781
118	4-I	PLOSO4	70	0.07638226	0.1783782	0.07625501	0.178266	1.859999	0.6762826	1.20026	4.656072
119	4-II	PLOSO4	70	0.07638226	0.1783782	0.07625501	0.178266	1.859999	0.6762826	1.20026	4.656072
120	4-I	PLTA TULUNGAGUNG4	70	0.06893388	0.2672567	0.06317125	0.2698077	6.213236	0.3229413	0.4246551	3.281004
121	4-I	PCLEHAN4	70	0.03239476	0.1524366	0.03153699	0.1524062	6.195321	0.3301149	0.4322045	5.805466
122	4-II	POLEHAN4	70	0.03239476	0.1524366	0.03153699	0.1524062	6.195321	0.3301149	0.4322045	5.805466
123	I-4	PONCOL	70	0.01795163	0.1722263	0.01784745	0.1722274	0.7679185	0.2418528	2.722344	5.232725
124	II-4	PONCOL	70	0.01795163	0.1722263	0.01784745	0.1722274	0.7679185	0.2418528	2.722344	5.232725
125	4-I	PONOROGO4	70	0.07748818	0.2221063	0.0769228	0.2222509	2.036911	0.9678195	1.041999	3.84572
126	4-II	PONOROGO4	70	0.1777206	0.4234786	0.1743895	0.4246484	6.385153	0.8951568	0.3907774	1.97209
127	4-I	PORONG4	70	0.0736415	0.340224	0.07351977	0.3401706	12.36863	0.6050353	0.2162261	2.603043
128	I-4	PRIOK TIMUR4	70	0.00248451	0.09301055	0.00085965	0.09552854	3.087688	3.466334	0.5681454	9.742903
129	II-4	PRIOK TIMUR4	70	0.00248451	0.09301055	0.00085965	0.09552854	3.087688	3.466334	0.5681454	9.742903
130	B1	PT.SEMEN	70	0.01407244	0.1525671	0.01402847	0.1524149	12.14648	0.1989111	0.2232604	5.913771
131	I-4	PULOGADUNG	70	0.00183432	0.1287683	0.00172379	0.1293102	2.475629	0.1304209	1.082013	7.042524

**ARUS HUBUNG SINGKAT MAXIMUM SISTEM 70 KV JAWA BALI TAHUN 2007**

No.	BUS	GI	Teg (kV)	Imp.urutan positif		Imp.urutan negatif		Imp.urutan nol		Arus hub singkat Max	
				R1(pu)	X1(pu)	R2(pu)	X2(pu)	Ro(pu)	Xo(pu)	1ph. (kA)	3ph. (kA)
132	II-4	PULOGADUNG	70	0	0	0	0	0	0	0	0
133	4-I	PURWAKARTA4	70	0.00483455	0.1061592	0.00477275	0.1061489	53792365	10.92345	0	8.528403
134	4-II	PURWAKARTA4	70	0.00967776	0.08646493	0.00951795	0.0864544	48614460	8.024348	0	10.3978
135	I-4	RANGKAS BITUNG	70	0.05849956	0.2854141	0.05837959	0.2859043	2.574077	0.6256338	0.9224075	3.109582
136	II-4	RANGKAS BITUNG	70	0.05849956	0.2854141	0.05837959	0.2859043	2.574077	0.6256338	0.9224075	3.109582
137	4-I	RENGASDENGKLOK4	70	0.1470542	0.3587438	0.1469924	0.3587336	53792365	11.65656	0	2.335346
138	4-II	RENGASDENGKLOK4	70	0.1470542	0.3587438	0.1469924	0.3587336	53792365	11.65656	0	2.335346
139	I	SAKETI	70	0.1524018	0.4525385	0.1522818	0.4530287	2.732739	1.127007	0.7436894	1.897381
140	II	SAKETI	70	0.1524018	0.4525385	0.1522818	0.4530287	2.732739	1.127007	0.7436894	1.897381
141	B1	SANTOSA4	70	0.07498971	0.2046586	0.07200184	0.2052979	0.4774138	0.3472349	2.762276	4.148914
142	4-I	SEGOROMADU4	70	0.00336243	0.2113919	0.00318736	0.2113656	12.24898	0.2237255	0.2216683	4.290459
143	4-II	SEGOROMADU4	70	0.00336243	0.2113919	0.00318736	0.2113656	12.24898	0.2237255	0.2216683	4.290459
144	4-I	SEKARPUTIH4	70	0.00735353	0.0508945	0.00721576	0.05080224	1.720387	0.2959432	1.524038	17.53024
145	4-II	SEKARPUTIH4	70	0.00735353	0.0508945	0.00721576	0.05080224	1.720387	0.2959432	1.524038	17.53024
146	4-I	SELOREJO4	70	0.06756426	0.1439953	0.06655404	0.1451891	1.769673	0.335937	1.354387	5.672674
147	I-4	SEMEN	70	0.00234693	0.1319885	0.00230296	0.1318364	12.12496	0.1371754	0.2241571	6.870022
148	II-4	SEMEN	70	0.00234693	0.1319885	0.00230296	0.1318364	12.12496	0.1371754	0.2241571	6.870022
149	4-I	SEMEN GRESIK4	70	0.00802314	0.2196869	0.00784807	0.2196606	12.25685	0.2486105	0.2213182	4.125481
150	4-I	SEMEN PALIMANAN4	70	0.04136328	0.233513	0.03899533	0.1279306	4.567379	0.3265139	0.5785593	3.81986
151	4-II	SEMEN PALIMANAN4	70	0.04136328	0.233513	0.03899533	0.1279306	4.567379	0.3265139	0.5785593	3.81986
152	4-I	SENGGURUH4	70	0.03386711	0.1963273	0.03119562	0.1969678	6.151379	0.1948082	0.4354666	4.545778
153	4-I	SENGKALING4	70	0.03807098	0.1452441	0.03720041	0.1455517	1.858213	0.4823627	1.303526	6.021091
154	I-4	SERANG	70	0.00319921	0.1253256	0.00307924	0.1258158	2.458229	0.1453684	1.087741	7.23294
155	II-4	SERANG	70	0.00319921	0.1253256	0.00307924	0.1258158	2.458229	0.1453684	1.087741	7.23294
156	4-I	SIMAN4	70	0.08333191	0.1394608	0.08231099	0.140717	1.731491	0.2966881	1.36859	5.548441
157	4-I	SOUTH PASIFIC4	70	0.04553107	0.1781995	0.04546929	0.1781893	53792365	11.12998	0	4.919022
158	4-I	SUBANG4	70	0.07354686	0.2284511	0.07348493	0.2284409	53792365	11.28164	0	3.770352
159	4-II	SUBANG4	70	0.07354687	0.2284511	0.07348492	0.2284409	53792365	11.28164	0	3.770352
160	4-I	SUKOREJO4	70	0.1353655	0.2464081	0.1351373	0.2463111	12.43627	0.5123199	0.2134312	3.215766
161	B1	SUMADRA4(1)	70	0.1025455	0.2537016	0.09955762	0.2543408	0.5239736	0.4943637	2.19262	3.306196
162	4-I	SUMEDANG4	70	0.03797625	0.2205801	0.03464126	0.2207758	0.8978876	0.2702193	2.252464	4.047026
163	4-II	SUMEDANG4	70	0.03797625	0.2205801	0.03464126	0.2207758	0.8978876	0.2702193	2.252464	4.047026
164	4-I	SUNYARAGI4	70	0.00271787	0.1321482	0.00034993	0.02656583	4.490468	0.02241955	0.6043996	6.861064

**ARUS HUBUNG SINGKAT MAXIMUM SISTEM 70 KV JAWA BALI TAHUN 2007**

No.	BUS	GI	Teg (kV)	Imp.urutan positif		Imp.urutan negatif		Imp.urutan nol		Arus hub singkat Max	
				R1(pu)	X1(pu)	R2(pu)	X2(pu)	Ro(pu)	Xo(pu)	1ph. (kA)	3ph. (kA)
165	4-II	SUNYARAGI4	70	0.00258879	0.09260912	0.00037148	0.02440092	3.368845	0.03132115	0.8049947	9.784754
166	I-4	TAMBUN4	70	0.00375775	0.1451651	0.00365357	0.1451661	0.7437756	0.1606691	3.08793	6.244901
167	II-4	TAMBUN4	70	0.00375775	0.1451651	0.00365357	0.1451661	0.7437756	0.1606691	3.08793	6.244901
168	4-I	TARIK4	70	0.04532878	0.1892009	0.04521393	0.1891425	12.32035	0.3497149	0.2188229	4.65167
169	4-II	TARIK4	70	0	0	0	0	0	0	0	0
170	4-I	TASIKMALAYA4	70	0.00492026	0.1900053	0.00497834	0.1898854	3.799065	0.1898256	0.7056051	4.771743
171	4-II	TASIKMALAYA4	70	0.00492026	0.1900053	0.00497834	0.1898854	3.799065	0.1898256	0.7056051	4.771743
172	I-4	TOYOGIRI	70	0.01467612	0.1659815	0.01457194	0.1659825	0.7623471	0.2231181	2.800666	5.438547
173	4-I	TRENGGALEK4	70	0.1351577	0.3325377	0.1330648	0.3330548	6.32884	0.7202122	0.4034058	2.52208
174	4-II	TRENGGALEK4	70	0.1295199	0.3603905	0.1246614	0.3624175	6.30673	0.6315629	0.4059204	2.364806
175	4-I	TULUNGAGUNG4	70	0.1181583	0.4319293	0.1161331	0.4323191	12.40942	0.7678774	0.2133956	2.023599
176	4-II	TULUNGAGUNG4	70	0.04963574	0.1740945	0.04824765	0.1742719	6.206773	0.3288407	0.4288309	4.995889
177	4-I	TUREN4	70	0.04344375	0.2140477	0.04195896	0.214212	6.196656	0.3868879	0.4292512	4.146037
178	I-4	UBRUG	70	0.02279198	0.2339946	0.01953993	0.2295302	1.496882	0.1731145	1.628511	3.855637
179	II-4	UBRUG	70	0.02279198	0.2339946	0.01953993	0.2295302	1.496882	0.1731145	1.628511	3.855637
180	4-I	UJUNG BERUNG 4	70	0.00968979	0.17351	0.0081906	0.1728996	0.9963037	0.4736503	2.079267	5.216981
181	4-II	UJUNG BERUNG 4	70	0.01006968	0.1316996	0.01003431	0.1313437	3.394854	0.1686107	0.7893367	6.859951
182	4-I	WARU4	70	0.00290646	0.1498545	0.00278473	0.1498011	12.24827	0.155633	0.2218516	6.051008
183	4-II	WARU4	70	0.00290646	0.1498545	0.00278473	0.1498011	12.24827	0.155633	0.2218516	6.051008
184	4-I	WLINGI4	70	0.02287996	0.2623558	0.02085478	0.2627456	12.24843	0.259157	0.2208663	3.44265

LAPORAN BULANAN PEMBEBANAN TRANSMISI  
BULAN : DESEMBER 2007

No.	GARDU INDUK - JURUSAN	TRANSMISI TERPASANG						SETT. OCR.	RATIO CT	BEBAN TERTINGGI				KETERANGAN
		TEG. (KV)	ROUTE (KM)	JENIS	MM2 / MCM	NOM. (AMP)	MMVAR			JAM	AMP.	MW	MVAR	
1	KEBONAGUNG - LAWANG I	150	25,805	ACSR.LAW	330	740	1100	800	25	19,00	210	45,0	15,0	28,38
2	KEBONAGUNG - LAWANG II	150	25,805	ACSR.LAW	330	740	1100	800	25	19,00	210	45,0	15,0	28,38
3	KEBONAGUNG - SENGKALING I	150	15,100	ACSR.HAWK	477	600	750	1000	1	18,00	140	30,0	4,0	23,33
4	KEBONAGUNG - SENGKALING II	150	15,100	ACSR.HAWK	477	600	750	1000	1	18,00	140	30,0	4,0	23,33
5	KEBONAGUNG - PAKIS I	150	12,900	ACSR.ZEBRA	2x435	1600	1800	2000	31	18,00	200	50,0	16,0	12,50
6	KEBONAGUNG - PAKIS II	150	12,900	ACSR.ZEBRA	2x435	1600	1800	2000	31	18,00	200	50,0	16,0	12,50
7	KEBONAGUNG - POLEHAN I	70	11,425	ACSR.OSTRICH	300	440	480	400	17	19,00	155	16,1	9,1	35,23
8	KEBONAGUNG - POLEHAN II	70	11,425	ACSR.OSTRICH	300	440	480	400	17	19,00	155	16,1	9,1	35,23
9	KEBONAGUNG - TUREN	70	21,240	TACSR	160	745	480	400	26	19,00	300	30,0	14,0	40,27
10	KEBONAGUNG - SENGGURUH	70	25,775	TACSR	160	745	480	400	19	20,00	315	34,0	14,0	42,28
11	TUREN - GAMPINGAN	70	26,080	TACSR	160	745	480	400	7	16,00	120	-	-	16,11
	GAMPINGAN - TUREN	70		TACSR	160	745	360	300						
12	PLTA. SENGGURUH - GAMPINGAN	70	1,445	TACSR	160	745	480	400	20	18,00	155	15,0	6,0	20,81
	GAMPINGAN - SENGGURUH	70		TACSR	160	745	360	300						
13	PLTA. SENGGURUH - KARANGKATES I	70	12,772	ACSR.PIGEON	3/0	300	200	200	3	19,00	110	10,5	4,0	36,67
14	PLTA. SENGGURUH - KARANGKATES II	70	12,772	ACSR.PIGEON	3/0	300	480	400	3	19,00	110	10,5	4,0	36,67
15	PLTA. SUTAMI - KEBONAGUNG I	150	27,950	ACSR.LAW	330	740	448	800	31	18,00	562	138,0	25,2	75,95
16	PLTA. SUTAMI - KEBONAGUNG II	150	27,950	ACSR.LAW	330	740	448	800	31	18,00	562	138,0	25,2	75,95
17	PLTA. SUTAMI - PLTA. WLINGI	150	23,600	ACSR	160	435	180	600	26	18,00	255	60,0	10,0	58,62

**LAPORAN BULANAN PEMBEBANAN TRANSMISI**  
**BULAN : DESEMBER 2007**

No.	GARDU INDUK - JURUSAN		TRANSMISI TERPASANG					SETT. OCR.	RATIO CT	BEBAN TERTINGGI						KETERANGAN
			TEG. (kV)	ROUTE (KM)	JENIS	MM2 / MCM	NOM. (AMP)			TGL.	JAM	AMP.	MW	MVAR	I Nom. %	
18	SENGKALING	BLIMBING I	70	8,610	ACSR.PIGEON	3/0	300	400	400	11	14.00	195	21,0	10,0	65,00	
19	SENGKALING	BLIMBING II (+ Selorejo)	70	9,500	ACSR.PIGEON	3/0	300	400	400	11	10.00	200	21,1	10,0	66,67	
20	POLEHAN	BLIMBING I	70	12,182	ACSR.PIGEON	3/0	300	372	400	1	17.00	50	6,2	2,0	16,67	
21	POLEHAN	BLIMBING II	70	12,182	ACSR.PIGEON	3/0	300	372	400	28	15.00	95	10,0	6,0	31,67	
22	PORONG	BANGIL	70	11,700	ACSR.PIPER	300	475	500	500	<i>PMT POSISI DILEPAS ( PENGAMANAN LUMPUR LAPINDO )</i>						
23	PORONG	BUDURAN	70	11,700	ACSR.PIPER	300	475	320	400	<i>RELOKASI KE UPT KEDIRI</i>						
24	BULUKANDANG	LAWANG	150	20,910	ACSR.AW	330	740	900	1000	7	10.00	362	84,0	32,0	48,92	
25	BANGIL	GONDANGWETAN I	150	16,810	ACSR.AW	330	740	900	1000	3	17.00	310	78,0	19,0	41,89	
26	BANGIL	GONDANGWETAN II	150	16,810	ACSR.AW	330	740	900	1000	3	17.00	310	78,0	19,0	41,89	
27	BANGIL	BUDURAN	150	26,750	ACSR.AW	330	740	800	1000	<i>PMT POSISI DILEPAS ( PENGAMANAN LUMPUR LAPINDO )</i>						
28	BANGIL	WARU	150	31,550	ACSR.AW	330	740	800	1000	<i>PMT POSISI DILEPAS ( PENGAMANAN LUMPUR LAPINDO )</i>						
29	BANGIL	LAWANG	150	21,407	ACSR.AW	330	740	900	1000	3	18.00	310	75,0	10,0	41,89	
30	BANGIL	BULUKANDANG	150	27,770	ACSR.AW	330	740	900	1000	3	18.00	245	60,0	6,0	33,11	

**LAPORAN BULANAN PEMBEBANAN TRANSMISI  
BULAN : DESEMBER 2007**

No.	GARDU INDIUK - JURUSAN	TRANSMISI TERPASANG						RATIO	BEBAN TERTINGGI				KETERANGAN	
		TEG. (KV)	ROUTE (KM)	JENIS	MM2 / MCM	NOM. (AMP)	SETT. OCR.		TGL.	JAM	AMP.	MW		MVAR
31	BANGIL - PIER I	150	5,150	ACSR ZEBRA	2 X 435	1990	1000	1000	28	10,00	320	70,0	24,0	16,08
32	BANGIL - PIER II	150	5,150	ACSR ZEBRA	2 X 435	1990	1000	1000	28	10,00	320	70,0	24,0	16,08
33	BANGIL - BUMICOKRO I	150	6,200	ACSR ZEBRA	2 X 435	1990	1000	1000	11	10,00	113	25,0	15,0	5,68
34	BANGIL - BUMICOKRO II	150	6,200	ACSR ZEBRA	2 X 435	1990	1000	1000	11	10,00	113	25,0	15,0	5,68
35	BANGIL - PANDAAN I	70	9,700	ACSR-OSTRICH	300	440	300	400	17	10,00	187	18,7	9,3	42,50
36	BANGIL - PANDAAN II	70	9,700	ACSR-OSTRICH	300	440	300	400	17	10,00	187	18,7	9,3	42,50
37	BANGIL - BUDURAN	70	26,750	ACSR-PIPER	300	396		400	PMT POSTISI DILEPAS ( PENGAMANAN LUMPUR LAPINDO )					
38	BANGIL - PORONG	70	15,050	ACSR-PIPER	300	396		400	PMT POSTISI DILEPAS ( PENGAMANAN LUMPUR LAPINDO )					
39	BANGIL - BLIMBING I	70	40,000	ACSR-PIGEON	3/0	277		200	7	18,00	185	18,5	9,2	66,79
40	BANGIL - BLIMBING II	70	40,000	ACSR-PIGEON	3/0	277		200	7	18,00	100	10,0	5,0	36,10
41	PIER - GONDANGWETAN I	150	11,660	ACSR ZEBRA	2 X 435	1990	2000	2000	3	17,00	530	118,0	59,0	26,63
42	PIER - GONDANGWETAN II	150	11,660	ACSR ZEBRA	2 X 435	1990	2000	2000	3	17,00	530	118,0	59,0	26,63
43	PIER - PAKIS I	150	52,148	ACSR ZEBRA	2 X 435	1990	2000	2000	6	18,00	240	50,0	28,0	12,06
44	PIER - PAKIS II	150	52,148	ACSR ZEBRA	2 X 435	1990	2000	2000	6	18,00	240	50,0	28,0	12,06
45	WLJNGI - BLITAR I	70		ACSR-HAWK	477	500			27	19,00	232	20,5	12,5	38,67
46	WLJNGI - BLITAR II	70		ACSR-HAWK	477	600			27	19,00	232	20,5	12,5	38,67

KETERANGAN :

P. T. Malang, 02 Januari 2008

**P. T. MANAJER**  
REGION JAWA TIMUR & BALI  
UNIT PELAYANAN TRANSMISI MALANG

**PERSEORAJOGO**

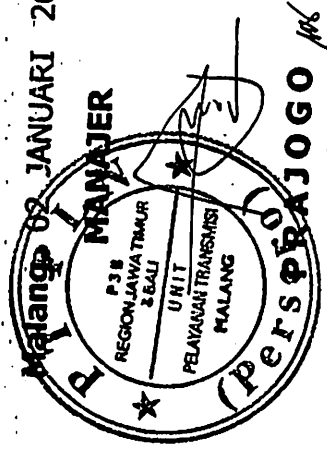
LAPORAN BEBAN PUNCAK TRAFODI GARDU INDUK  
BULAN : DESEMBER 2007

O.	GARDU INDUK	TRAFO			ARUS NOM. (AMP)	OCR SETT.		BEBAN TERTINGGI				TEMPERATUR WINDING			BEBAN PERI'AH DICAPAI			KET.				
		NO.	MERK	DAYA (MVA)		RATIO (KV)	A	KV	TGL	JAM	AMP	MW	M.AR	I Norm %	OIL	WINDING			TGL	JAM	AMP	
																LV	HV					
1	KEBONAGUNG	I	FUJI	50	150/70	600	70	19	20,00	370	37,0	19,0	89,81	63	-	73	11-01-2007	19,00	400			
2	KEBONAGUNG	II	MEIDENSHA	35	150/70	320	70	19	20,00	250	25,0	13,0	86,51	59	-	69	11-01-2007	19,00	272			
3	KEBONAGUNG	III	POUWELLS	35	150/70	340	70	19	20,00	252	24,5	14,0	87,29	55	-	72	11-01-2007	19,00	272			
4	KEBONAGUNG	IV	UNINDO	60	150/20	2000	20	3	18,00	1.003	32,2	13,2	57,91	55	-	55	13-02-2007	19,00	1.063			
5	KEBONAGUNG	V	TELK	30	150/20	1100	20	18	20,00	330	10,0	4,2	38,11	40	-	44	08-01-2007	19,00	450			
6	TUREN	I	ALSTHOM	30	70/20	1000	20	4	18,00	630	22,0	4,6	72,75	50	-	-	27-04-2007	18,00	700			
7	TUREN		XIAN	10	70/20	350	20	Dibebaskan dari Instalasi														
8	TUREN	II	ASEA	20	70/20	700	20	12	19,00	330	10,4	4,6	57,19	50	-	55	09-04-2007	18,00	420			
9	KARANGKATES	I	TAKAOKA	20	70/20	500	20	8	19,00	390	11,8	7,2	67,59	48	-	-	12-10-2007	19,00	410			
10	GAMPINGAN	I	UNINDO	20	70/20	129	70	20	18,00	115	11,2	4,4	69,70	-	-	-	20-05-2007	18,00	135			
11	PLTA. SUTAMI							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	KTT		
12	PLTA. SENGGRURUH	I	ELIN	6	70/20	75	70	Dibebaskan dari Instalasi														
13	PLTA. SENGGRURUH	II	XIAN	30	70/20	1000	20	4	19,00	460	15	6	53,12	42	52	53	06-10-2007	19,00	480			
14	BLJMBING	I	UNINDO	20	70/20	800	20	25	18,00	540	18,3	8,2	93,59	59	60	59	25-12-2007	18,00	540			
15	BLJMBING	II	PASTI	30	70/20	1000	20	3	17,00	665	21,7	9,6	76,79	55	64	63	24-10-2007	18,00	730			
16	BLJMBING	III	TAKAOKA	10	70/20	300	20	28	10,00	180	6,3	1,8	62,50	49	-	-	22-06-2007	16,00	192			
17	POLEHAN	I	UNINDO	30	70/20	1000	20	26	19,00	620	19,7	11,5	71,59	52	60	-	27-04-2007	18,00	720			
18	POLEHAN	II	TAKAOKA	20	70/20	800	20	3	18,00	435	13,5	6,0	75,39	48	-	-	10-07-2007	10,00	500			
19	POLEHAN		ENERGOINVES	4	20/6			Dibebaskan dari Instalasi														

LAPORAN BEBAN PUNCAK TRAFU DI GARDU INDUK  
 BULAN : DESEMBER 2007

NO.	GARDU INDUK	TRAFO				ARUS NOM. (AMP)	OCR SETT.		BEBAN TERTINGGI				TEMPERATUR			BEBAN PERNAH DICAPAI			KET.		
		NO.	MERK	DAYA (MVA)	RATIO (KV)		A	KV	TGL	JAM	AMP	MW	MVAR	I Nom %	OIL	WINDING		TGL		JAM	AMP
																LV	HV				
17	BANGIL	I	MEIDENSHA	50	150/70	193	400	150	7	19.00	152	33,5	15,0	78,76	72	-	72	04-10-2007	20.00	165	
18	BANGIL	II	MEIDENSHA	50	150/70	193	400	150	7	19.00	152	33,5	15,0	78,76	72	-	72	04-10-2007	20.00	165	
9	BANGIL	III	UNINDO	20	150/20	577	500	20	11	18.00	477	14,8	6,5	82,67	63	-	64	19-11-2007	18.00	484	
0	BANGIL	IV	UNINDO	20	150/20	577	500	20	11	14.00	555	17,2	6,6	96,19	56	-	66	11-12-2007	14.00	555	
1	PTER	I	XIAN	50	150/20	1.443	1600	20	12	14.00	630	20,7	11,0	43,66	50	56	58	12-14-2007	14.00	630	
2	BUMI COKRO	I	XIAN	50	150/20	1.443	1800	20	18	10.00	1.284	39,2	14,8	88,98	49	77	56	29-11-2007	10.00	1.307	
3	BUMI COKRO	II	FUJI ( MOBIL )	20	150/20	577		20	6	14.00	474	15,6	6,3	82,15	77	-	-	29-05-2007	10.00	530	
4	WLINGI	I	XIAN	60	150/70	494		70	7	19.00	450	47,0	27,5	91,09	60	70	75	07-12-2007	19.00	450	
5	WLINGI	II	OSAKA	10	20/70	289		20	25	19.00	125	3,9	0,0	43,25	-	74	70	24-12-2007	19.00	125	
5	WLINGI	III	MEIDEN	30	150/20	866		20	19	19.00	790	24,8	10,2	91,22	45	-	-	12-10-2007	12.00	840	

Malang 02 JANUARI 2008





DAFTAR SETELAN RELE TRAFU TENAGA

T : MALANG

G I : KEBONAGUNG

PERALATAN TERPASANG		RATIO CT RATIO PT	SETELAN	RANGE
<b>TRAFO II MEIDENSHA</b>				
P : 35 MVA				
E : 150 / 70 kV				
I : 144,3 / 289 A				
Z : 10,17 %				
Vg : YNyn0(D)				
TS7	MEIDENSHA/NTD06 In : 5 A S/N :	( 150 kV Side ) *200 - 400 / 5 A ( 70 kV Side ) *400 - 800 / 5 A	Is = 50 %	25 - 35 - 50 %
TP51	MEIDENSHA/KIOC6P In : 5 A S/N :	200 / 5 A	I> = 4 A : 160 A I>> = 14 x Is T> = TD.5 (SI)	2 - 2,5 - 3 - 4 - 5 - 6 - 8 A TD 0 - 10 20 - 30 - 40 - 60 - 80 A
TS51	MEIDENSHA/KIOC6P In : 5 A S/N :	400 / 5 A	I> = 4 A : 320 A I>> = Inf. T> = TD.3 (SI)	2 - 2,5 - 3 - 4 - 5 - 6 - 8 A TD 0 - 10 20 - 30 - 40 - 60 - 80 A
NP51	MEIDENSHA/KIOQH In : 5 A S/N :	200 / 5 A	I> = 0,7 A : 28 A I>> = Inf. T> =	2 - 2,5 - 3 - 4 - 5 - 6 - 8 A TD 0 - 10
NP51T	NISSIN / ETR		T> = 1,5 Sec	0,2 - 2 Sec
<b>TRAFO III PAUWELS</b>				
P : 35 MVA				
E : 150 / 70 kV				
I : 144,3 / 289 A				
Z : 10,14 %				
Vg : YNyn0(D5)				
T87	ABB / SPAD330C In : 5 A S/N :	( 150 kV Side ) 200 - *400 / 5 A ( 70 kV Side ) 400 - *800 / 5 A	Is = 30 %	15 - 30 - 45 %
TP51	ABB / SPAJ 140C In : 5 A S/N :	400 / 5 A	I> = 2 A : 160 A T> = TD.0,25 (SI) IO> = 0,5 A : 40 A TO> = 2 (Definite) I>> = 16A=1280A T>> = 0,1 sec	2 - 5 A 0 - 10 2 - 5 A 0 - 10
TS51	ABB / SPAJ 140C In : 5 A S/N :	400 / 5 A	I> = 4,25 A : 340A T> = TD.0,2 (SI) IO> = 4,0 A : 320 A TO> = 0,3 (SI) I>> = Inf.	2 - 5 A 0 - 10 2 - 5 A 0 - 10
51G	ABB / IKT941 In : 5 A S/N :	400 / 5 A	IO> = 1,0 A : 80 A TO> = 9,9 Sec	0 - 99 X 0,1 In 0 - 99 X 0,1 Sec
54V	ABB / UKT 911 Vn : 110 Volt S/N :	70000/V3 ; 110/V3 ; 110/3 Volt	VO = 13 X 0,02 UN = 26 Volt T = 50 X 0,1 Sec = 5 Sec	0 - 99 X 0,02 UN (100/200 V) 0 - 99 0,1 Sec
27	ABB / UKT 911 Vn : 110 Volt S/N :	70000/V3 ; 110/V3 ; 110/3 Volt	VO = 35 X 0,02 UN = 70 Volt T = 99 X 0,1 Sec = 9,9 Sec	0 - 99 X 0,02 UN (100/200 V) 0 - 99 0,1 Sec

DAFTAR SETELAN RELE TRAFU TENAGA

T : MALANG

G I : KEBONAGUNG

PERALATAN TERPASANG		RATIO CT RATIO PT	SETELAN	RANGE
<b>TRAFO IV UNINDO</b>				
P : 60 MVA				
E : 150 / 20 kV				
I : 230,9 / 1732 A				
Z : 12,39 %				
Vg : YNyn0(D11)				
T87	ASEA / RADSB In : 5 A S/N :	( 150 kV Side ) 400 / 5 A ( 20 kV Side ) 2000 / 5 A	Isu = 0,35 x In Isr = 13 x In	0,2 - 0,25 - 0,35 - 0,5 x In 8 - 13 - 20 x In
		ACT (150kV side)	CT side 25 ( turn ) Relay side 43 ( turn )	1 to 44 ( turn ) 1turn step 18 - 25 - 43 ( turn )
		ACT (20kV side)	CT side 34 ( turn ) Relay side 43 ( turn )	1 to 44 ( turn ) 1turn step 18 - 25 - 43 ( turn )
TP51	ASEA / RACID In : 5 A S/N :	400 / 5 A	I> = 0,65=3,25 A : 260 A T> = TD.0,28 (SI) I>> = 8xIs=28A=2240A	( 5 to 240 % ) x In 5% step SI, VI, EI, LT, D2, D4, D8 ( 0,05 to 1,0 ) 0,025 step ( 1 to 31 ) x Is Is step Inf
TS51	ASEA / RACID In : 5 A S/N :	2000 / 5 A	I> = 1 = 5 A = 2000 A T> = 0,175 (SI) I>> = 4xIs=20A=8000 A T>> = 0,4 Sec	( 5 to 240 % ) x In 5% step SI, VI, EI, LT, D2, D4, D8 ( 5 to 240 % ) x In 5% step SI, VI, EI, LT, D2, D4, D8
NS51	GEC / MCGG22 In : 5 A S/N :	50 / 5 A	IO> = 0,75 A : 7,5 A TO1> = TD.0,175 (LTI) TO2 = TO1+ 3 Sec	( 5 to 240 % ) x In 5% step ( 0,05 to 1,0 ) 0,025 Step SI, VI, EI, LT, D2, D4, D8
64V	ASEA / RXEG21 Vn : 110 V S/N :	22000/V3 ; 110/V3 ; 110/3 Volt	OV = 20 Volt T = 5 Sec	20 - 60 Volt 0 - 99 Sec
F84U	ASEA / RXEG21 Vn : 110 V S/N :	22000/V3 ; 110/V3 ; 110/3 Volt	VU = 90 Volt T = 15 Sec	40 - 120 Volt 0 - 30 Sec
F84O	ASEA / RXEG21 Vn : 110 V S/N :	22000/V3 ; 110/V3 ; 110/3 Volt	VO = 110 Volt T = 15 Sec	40 - 120 Volt 0 - 30 Sec
GPI	ASEA / RXEG21 Vn : 110 V S/N :	22000/V3 ; 110/V3 ; 110/3 Volt	V = 20 x 2,25 Volt	40 - 120 Volt 0 - 30 Sec

DAFTAR SETELAN RELAY TRAF0 DISTRIBUSI 150/20 KV  
 WILAYAH UPT MALANG

GARDU INDUK : BANGIL

Halaman : 1

No.	PERALATAN TERPASANG	RATIO CT RATIO PT	SETELAN	RANGE
1	TRAFO I IBT MAIDENSHA P = 50 MVA E = 150/70 kV I = 192.4/412.4A Z = 13.05 % Vg = YNyn0D			
1.1	T87 GEC-MBCH 12 In = 5 A S/N : R-608073 B S-608078 B T-608079 B	(150 kV side) 400/5 A (70 kV side) 400/5 A ICT(150kV side) CT side Relay side ICT(70kV side) CT side Relay side	Is = 0,4 X In (=2 A)  25 turn 43 turn  34 turn 43 turn	10-20-30-40-50% xIn  1 to 44 turn 1 turn step 18-25-43 turn  1 to 44 turn 1 turn step 18-25-43 turn
1.2	TP51 F5051 GEC-MCGG62 In = 5 A S/N : 608110 B	200/5 A	I>=5.0A=200A T> = 0.4 (SI)  I>=>=14xI>	5 to 240% xIn 5% step 0.05 to 1.0 0.025 step SI,VI,EI,LT,D2,D4,D8 1 to 31 xIs Is step Inf
1.3	TS51 S5051 GEC-MCGG62 In = 5 A S/N : 608112 B	400/5 A	I>=5.0A=400A T>= 0.375 (SI)  I>=>= Block	5 to 240% xIn 5% step 0.05 to 1.0 0.025 step SI,VI,EI,LT,D2,D4,D8 1 to 31 xIs Is step Inf
1.4	87REF GEC-MCAG14 Rex = 47 Ohm S/N : 608103 B	200/5 A	I0>=0.5A=20A To> = Inst	0.5-2 A
1.5	F51N GEC-MCGG22 In = 5 A S/N : 613848 B	400/5 A	I0>=0.5=40A To> = 0,625 (D8)	5 to 240% xIn 5% step 0.05 to 1.0 0.025 step SI,VI,EI,LT,D2,D4,D8
1.6	64V NISSIN - CVH1 - F1 Vn = 110 V S/N : 504246  F64VT GECMVT14 S/N : 608271 B	66 KV /110/V3/110/3	V > = 25 V  T= 8 Sec	15-20-25-30-35-40 V  0.1- 9.9 Sec
1.7	F50BF1 GEC-MCT114 S/N : 608020 B  F50BFT1 GECMVT14 S/N : 608260 B  F50BF2 GEC-MCT114 S/N : 608005 B  F50BFT2 GECMVT14 S/N : 608264 B	200/5 A  200/5 A	Is=1.0A=40A  T=0.6 Sec  Is=1.0A=40A  T=0.6 Sec	0.25-4A  0.1- 9.9 Sec  0.25-4A  0.1- 9.9 Sec

DAFTAR SETELAN RELAY TRAF0 DISTRIBUSI 150/70 KV  
 WILAYAH UPT MALANG

GARDU INDUK : BANGIL

No.	PERALATAN TERPASANG	RATIO CT RATIO PT	SETELAN	RANGE
2	TRAF0 II IBT MAIDENSHA P = 50 MVA E = 150/70 kV I = 192.4/412.4A Z = 13.05 % Vg = YNyn0D			
2.1	T87 GEC-MBCH12 In = 5 A S/N : R-608080 B S-608071 B T-608074 B	(150 kV side) 400/5 A (70 kV side) 400/5 A ICT(150kV side) CT side Relay side ICT(70kV side) CT side Relay side	Is = 0,4 X In = 2 A 25 turn 43 turn 34 turn 43 turn	10-20-30-40-50%xIn 1 to 44 turn 1 turn step 18-25-43 turn 1 to 44 turn 1 turn step 18-25-43 turn
2.2	TP51 F5051 GEC-MCGG62 Ir = 5 A S/N : 608113 B	200/5 A	I>=5A=200A T> = 0,4 (SI) I>>=14xI>	5 to 240%xIn 5% step 0.05 to 1.0 0.025 step SI,VI,EI,LT,D2,D4,D8 1 to 31 xIs Is step Inf
2.3	TS51 S5051 GEC-MCGG62 In = 5 A S/N : 608111 B	400/5 A	I>=5A=400 A T>= 0.375 (SI) I>>= Block	5 to 240%xIn 5% step 0.05 to 1.0 0.025 step SI,VI,EI,LT,D2,D4,D8 1 to 31 xIs Is step Inf
2.4	87REF GEC-MCAG14 Rex = 47 Ohm S/N : 608102 B	200/5 A	Io>=0,5A=20A To> = Inst	0.5-2 A
2.5	F51N GEC-MCGG22 In = 5 A S/N : 613849 B	400/5 A	Io>=0,5=40A To> = 0,625 (D8)	5 to 240%xIn 5% step 0.05 to 1.0 0.025 step SI,VI,EI,LT,D2,D4,D8
2.6	64 V F64VT NISSIN - CVH1 - F1 Vn = 110 V S/N : 504233 GECMVT14 S/N : 608266 B	66KV/110/V3/110/3V	V > = 25 V T= 8 Sec	15-20-25-30-35-40 V 0.1 - 9.9 Sec
2.7	F50BF1 F50BFT1 F50BF2 F50BFT2 GEC-MCTI14 S/N : 608019 B GECMVT14 S/N : 608272 B GEC-MCTI14 S/N : 608028 B GECMVT14 S/N : 608268 B	200/5 A 200/5 A	Is=1.0A=40A T=0.6 Sec Is=1.0A=40A T=0.6 Sec	0.25-4A 0.1 - 9.9 Sec 0.25-4A 0.1 - 9.9 Sec

**DAFTAR SETELAN RELE TRAFU TENAGA**

T: MALANG

G1 : SENGKALING

PERALATAN TERPASANG		RATIO CT RATIO PT	SETELAN	RANGE	
<b>TRAFO I IBT XIAN</b>					
P : 30 MVA					
E : 150 / 70 kV					
I : 115,5 / 247,5 A					
Z : 10,6 %					
Vg : YNyn0(D)					
1	T87	GEC - MBCH 12 In = 5 (A)	( 150 kV side ) 300/5A	Is = 30%xIn (=1,5A)	10 - 20 - 30 - 40 - 50 (%)x In
		S/N : R - 353009 E S - 353004 E T - 353003 E	( 70 kV side ) 400/5A		
			ICT (150kV side)		
			CT side	25 (turn)	1 to 44 (turn) 1 turn step
			Relay side	43 (turn)	18-25-43 (turn)
			ICT (70kV side)		
			CT side	34 (turn)	1 to 44 (turn) 1 turn step
			Relay side	43 (turn)	18-25-43 (turn)
2	TP51	GEC - MCGG52 In = 5 (A)	300/5A	Is = 50%xIn (=2,5A)	(5 to 240%)xIn 5% step
		S/N : 352651 E		I>> = 11 x I> ; T> = 0,375 (SI)	SI,VI,EI,LT,D2,D4,D8
				I0> = 10 %X In (0,5 A)	0.05 to 1.0 0.025 step
				I0>> = ~ ; To> = 0,625 (D8)	(1 to 31)xIs Is step Inf
3	TSS1	GEC - MCGG52 In = 5 (A)	400/5A	Is = 70%xIn (=3,75 A)	(5 to 240%)xIn 5% step
		S/N : 352661 E		T> = 0,4 (SI)	SI,VI,EI,LT,D2,D4,D8
				I0> = 15 %xIn (0,75 A)	0.05 to 1.0 0.025 step
				To> = 0,375 (D8)	(1 to 31)xIs Is step Inf
4	NP51G	GEC - MCGG22 In = 5 (A)	300/5A	Is = 10%xIn (=0,5A)	(5 to 240%)xIn 5% step
		S/N : 352713 E		IDMT = LTI	SI,VI,EI,LT,D2,D4,D8
				TM = 0,35	0.05 to 1.0 0.025 step
				Iinst = Inf	(1 to 31)xIs Is step Inf
5	64 REF	GEC - MCAG14 In = 5 (A)	300/5A	I> = 0,75 A	
		S/N : 353105 E			

**PT. PLN (PERSERO) UBS - P3B  
REGION JAWA TIMUR DAN BALI  
UNIT PELAYANAN TRANSMISI MALANG**

**DAFTAR SETELAN RELE TRAF0 TENAGA**

T : MALANG

GI : SENGKALING

PERALATAN TERPASANG		RATIO CT RATIO PT	SETELAN	RANGE
<b>TRAFO II IBT XIAN</b> P : 30 MVA E : 150 / 70 kV I : 115,5 / 247,5 A Z : 10,66 % Vg : YNyn0(D)				
T87	GEC - MBCH 12 In = 5 (A) S/N : R - 353008 E S - 353013 E T - 353002 E	( 150 kV side )   300/5A ( 20 kV side ) 400/5A ICT (150kV side)  CT side Relay side  ICT (20kV side)  CT side Relay side	Is = 30%xIn (=1,5A)    25 (turn) 43 (turn)  34 (turn) 43 (turn)	10 - 20 - 30 - 40 - 50 (%)x In    1 to 44 (turn) 1 turn step 18-25-43 (turn)  1 to 44 (turn) 1 turn step 18-25-43 (turn)
TP51	GEC - MCGG52 In = 5 (A) S/N : 352650 E	300/5A	Is = 50%xIn (=2.5A) I>> = 11 x I> ; T> = 0,375 (SI) Io> = 10 %X In (0,5 A) Io>> = ~ ; To> = 0,625 (D8)	(5 to 240%)xIn 5% step SI,VI,EI,LT,D2,D4,D8 0.05 to 1.0 0.025 step (1 to 31)xIs Is step Inf
TSS1	GEC - MCGG52 In = 5 (A) S/N : 352654 E	400/5A	Is = 70%xIn (=3.75 A) T> = 0,4 (SI) Io> = 15 %xIn (0,75 A) To> = 0,375 (D8)	(5 to 240%)xIn 5% step SI,VI,EI,LT,D2,D4,D8 0.05 to 1.0 0.025 step (1 to 31)xIs Is step Inf
NSS1G	GEC - MCGG22 In = 5 (A) S/N : 352723 E	300/5A	Is = 10%xIn (=0,5A) IDMT = LTI TM = 0,35 Iinst = Inf	(5 to 240%)xIn 5% step SI,VI,EI,LT,D2,D4,D8 0.05 to 1.0 0.025 step (1 to 31)xIs Is step Inf
Tidak dioperasikan diganti 64V				
64 REF	GEC - MCAG14 In = 5 (A) S/N : 353100 E	300/5A , 400/5A	I> = 0,75 A	0,5 - 2 A
	GEC - METI31 In = 5 (A) S/N : 353396 E		Tidak Operasi	+ 45 ~ 60
64V	NISSIN EER - IT S/N :	66000/V3 ; 110/V3 ; 110/3 Volt	Vo = 10 Volt T> = 5 Sec ( Trip trafo 2 )	5 - 60 Volt

DAFTAR SETELAN RELE TRAFU TENAGA

T : MALANG

G I : KEBONAGUNG

PERALATAN TERPASANG		RATIO CT RATIO PT	SETELAN	RANGE
TRAFO I FUJI ELECTRIC				
P : 50 MVA				
E : 150 / 70 kV				
I : 206 / 412 A				
Z : 10 %				
Vg : Ynyn0(d)				
T87	NISSIN / DTH31	( 150 kV Side )	Is = 30 %	15 - 30 - 45 %
	In : 1 A	150 - *300 / 1 A		
	S/N : 032290 W	( 70 kV Side )		
		300 - *600 / 1 A		
		ACT (150kV side)		
		CT side	1 / V3	
		Relay side	V3 / 1	
		ACT (70kV side)		
		CT side	1 / V3	
		Relay side	V3 / 1	
TP51	GEC / CDG31	300 / 1 A	I> = 1 A : 300 A I>> = Inf. T> = TD.0,25 (SI)	0,5-0,75-1,0-1,25-1,5-1,75-2,0 A
	In : 1 A			
	S/N : 035084 W			
TS51 (67R - 67T)	GEC / CDD21	600 / 1 A	I> = 1 A : 600 A I>> = Inf. T> = TD.0,2 (SI)	0,5-0,75-1,0-1,25-1,5-1,75-2,0 A
	In : 1 A			
	S/N (R) : 035225 W (T) : 035226 W			
TS51 (67G)	GEC / CDD21	300 - *600 / 1 A	I> = 0,2 A : 120 A T> = TD.0,2 (SI)	0,2 - 0,8 x In
	In : 1 A			
51SE	GEC / CAU	*300 - 600 / 1 A	I> = 0,2 A : 60 A T1 = 5 Sec T2 = 10 Sec	0,2 - 0,8 x In
	In : 1 A			
64R	GEC / CAG14	300 - *600 / 1 A	I> = 0,2 A : 120 A	0,1-0,15-0,2-0,3-0,35-0,4
	In : 1 A			
64VT	NISSIN / ETR-2VA		0,5 Sec	0,5 - 5,0 Sec
	S/N : 252313			
F84	NISSIN / EVR - BT1	22000/V3 ; 110/V3 ; 110/3 Volt	UV = 90 Volt OV = 110 Volt T = 10 Sec	UV : 85 ~ 95 Volt OV : 105 ~ 115 Volt T : 3 ~ 30 Sec
	Vn : 110 Volt			
	S/N : 252284			

LAPORAN BEBAN PUNCAK TRAFU DI GARDU INDUK  
BULAN : DESEMBER 2007

NO.	GARDU INDUK	TRAFO			ARUS NCM. (AMP)	OCR SETT.		BEBAN TERTINGGI				TEMPERATUR			BEBAN PERNAH DICAPAI			KET.				
		NO.	MERK	DAYA (MVA)		RATIO (KV)	A	KV	TGL	JAM	AMP	MW	MVAR	J Norm %	WINDING		TGL		JAM	AMP		
															LV	HV						
20	SENGKALING	I	XIAN	30	150/70	247,4	300	70	25	19,00	173	17,5	10,8	69,92	51	60	57	23-10-2007	19,00	216		
21	SENGKALING	II	XIAN	30	150/70	247,4	300	70	25	19,00	173	17,6	10,8	69,92	52	58	51	23-10-2007	19,00	216		
22	SENGKALING	III	UNINDO	30	150/20	866	1100	20	16	19,00	617	19,6	10,2	71,25	52	57	-	13-03-2007	19,00	757		
23	SENGKALING	IV	TELK	30	150/20	866	1100	20	1	19,00	633	20,5	9,1	73,09	50	62	58	24-08-2007	19,00	726		
24	LAWANG	I	HYUNDAI	30	150/20	866	1000	20	19	19,00	660	21,0	7,7	76,21	-	48	49	19-12-2007	19,00	660		
25	LAWANG	II	ASEA	30	150/20	866	1000	20	11	17,00	310	9,5	3,6	35,80	59	55	57	16-11-2007	08,00	320		
26	PAKIS	I	TELK	30	150/20	866	1100	20	4	19,00	798	25,9	9,8	92,15	51	67	67	04-12-2007	19,00	796		
27	PLTA. SELOREJO	I	POUWELLS	6	70/20	173	50	70	8	19,00	107	3,21	-	61,85	41	-	-	05-10-2007	19,00	109		
28	PANDAAN	I	UNINDO	30	70/20	866	1000	20	5	08,00	425	13,0	4,0	49,08	57	-	-	22-11-2007	19,00	430		
29	PANDAAN	II	UNINDO	20	70/20	577	600	20	8	10,00	460	16,1	5,4	79,72	53	54	-	20-07-2007	19,00	470		
30	PANDAAN	III	XIAN	30	70/20	866	1000	20	4	10,00	700	19,5	7,5	80,83	52	74	68	13-11-2007	14,00	750		
31	PORONG	I	UNINDO	20	70/20	577	720	20	Tanggal 30 Agustus 2006 Relokasi Ke Gl. Buduran													
32	PORONG	II	OSAKA	10	70/20	289	480	20	Tanggal 5 Januari 2007 dilepas dari Tegangan akan di Relokasi													
33	PORONG	III	XIAN	20	70/20	577	700	20	Tanggal 13 September 2006 Relokasi Ke Gl. Tarik													
34	SUKOREJO	I	PASTI	20	70/20	577	800	20	7	18,00	505	14,8	4,8	87,52	54	61	-	07-12-2007	18,00	505		
35	BULUKANDANG	I	XIAN	30	150/20	866	1100	20	21	17,00	402	12,8	6,1	46,42	48	56	59	24-04-2007	19,00	683		
36	BULUKANDANG	II	TELK	30	150/20	866	1000	20	27	11,00	486	15,6	7,4	56,12	47	44	54	27-12-2007	11,00	486		

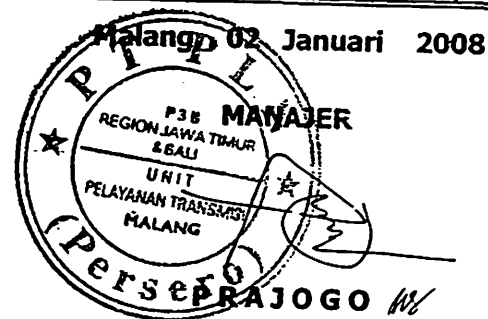
4



**LAPORAN BULANAN PEMBEBANAN TRANSMISI > 50 % I NOMINAL**  
**BULAN : DESEMBER 2007**

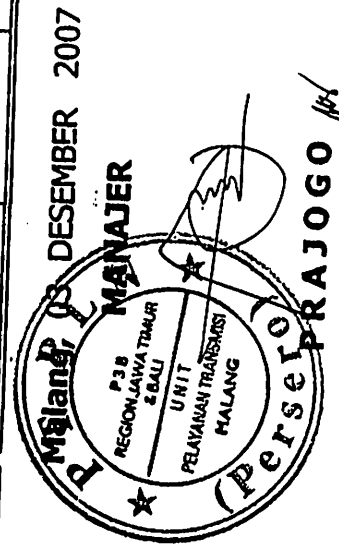
No.	GARDU INDUK - JURUSAN		TRANSMISI TERPASANG					SETT. OCR.	RATIO CT	BEBAN TERTINGGI					KETERANGAN	
			TEG. (V)	ROUTE (KM)	JENIS	MM2 / MCM	NOM. (A%P)			TGL.	JAM	AMP.	MW	MVAR		I Nom. %
1	PLTA. SUTAMI	- KEBONAGUNG I	150	27,950	ACSR.AW	330	740	448	900	31	18.00	562	138,0	25,2	75,95	
2	PLTA. SUTAMI	- KEBONAGUNG II	150	27,950	ACSR.AW	330	740	448	800	31	18.00	562	138,0	25,2	75,95	
3	PLTA. SUTAMI	- PLTA. WLINGI	150	23,600	ACSR	160	435	180	600	26	18.00	255	60,0	10,0	58,62	
4	SENGKALING	- BLIMBING I	70	8,610	ACSR.PIGEON	3/0	300	400	400	11	14.00	195	21,0	10,0	65,00	
5	SENGKALING	- BLIMBING II (+ Selorejo)	70	9,500	ACSR.PIGEON	3/0	300	400	400	11	10.00	200	21,1	10,0	66,67	
6	BANGIL	- BLIMBING I	70	40,000	ACSR.PIGEON	3/0	277		200	7	18.00	185	18,5	9,2	66,79	

**KETERANGAN :**



LAPORAN BEBAN TRAFO > 80 % I NOMINAL GARDU INDUK  
 BULAN : DESEMBER 2007

NO.	GARDU INDUK	TRAFO				ARUS NOM. (AMP)	OCR SETT.		BEBAN TERTINGGI				TEMPERATUR WINDING		BEBAN PERNAH DICAPAI			KET.			
		NO.	MERK	DAYA (MVA)	RATIO (KV)		A	KV	TGL	JAM	AMP	MW	MVAR	% Norm	OIL	LV	HV		TGL	JAM	AMP
1	KEBONAGUNG	I	FUJI	50	150/70	412	600	70	19	20,00	370	37,0	19,0	89,81	63	-	73	11-01-2007	19,00	400	
2	KEBONAGUNG	II	MEIDENSHA	35	150/70	289	320	70	19	20,00	250	25,0	13,0	86,51	59	-	69	11-01-2007	19,00	272	
3	KEBONAGUNG	III	POUWELLS	35	150/70	288,7	340	70	19	20,00	252	24,5	14,0	87,29	55	-	72	11-01-2007	19,00	272	
4	BLIMBING	I	UNINDO	20	70/20	577	800	20	25	18,00	540	18,3	8,2	93,59	59	60	59	25-12-2007	18,00	540	
5	PAKIS	I	TELK	30	150/20	866	1100	20	4	19,00	798	25,9	9,8	92,15	51	67	67	04-12-2007	19,00	798	
6	PANDAAN	III	XIAN	30	70/20	866	1000	20	4	10,00	700	19,5	7,5	80,83	52	74	68	13-11-2007	14,00	750	
7	SUKOREJO	I	PASTI	20	70/20	577	800	20	7	18,00	505	14,8	4,8	87,52	54	61	-	07-12-2007	18,00	505	
8	BANGIL	III	UNINDO	20	150/20	577	500	20	11	18,00	477	14,8	6,5	82,67	63	-	64	19-11-2007	18,00	484	
9	BANGIL	IV	UNINDO	20	150/20	577	500	20	11	14,00	555	17,2	6,6	96,19	66	-	66	11-12-2007	14,00	555	
10	BUMI COKRO	I	XIAN	50	150/20	1.443	1800	20	18	10,00	1.284	39,2	14,8	88,98	49	77	56	29-11-2007	10,00	1.307	
1	BUMI COKRO	II	FUJI ( MOBIL )	20	150/20	577		20	6	14,00	474	15,6	6,3	82,15	77	-	-	29-05-2007	10,00	530	
2	WILINGI	I	XIAN	60	150/70	494		70	7	19,00	450	47,0	27,5	91,09	60	70	75	07-12-2007	19,00	450	
3	WILINGI	III	MEIDEN	30	150/20	866		20	19	19,00	790	24,8	10,2	91,72	45	-	-	12-10-2007	12,00	840	







```

function [Y,mt]=Admitansi(N,Z,Zpp,Jml)
Ypp=1/Zpp;
mt=zeros(N,N);
for i=1:N
    for j=1:N
        x=imag(Z(i,j));
        if x~=0
            Zt(i,j)=Z(i,j);
            Zt(j,i)=Z(i,j);
            mt(i,j)=1;
            mt(j,i)=1;
        end
    end
end
for i=1:N
    for j=1:N
        tmp=imag(Zt(i,j));
        if tmp~=0
            if Jml(i,j)==2
                C(i,j)=1/Zt(i,j)+1/Zt(i,j);
            elseif Jml(i,j)==1
                C(i,j)=1/Zt(i,j);
            end
        end
    end
end
for i=1:N
    for j=1:N
        if j==i
            sum=0;
            for k=1:N
                sum=sum+C(j,k);
            end
            if (i==2) | (i==9)
                Y(i,j)=sum+Ypp;
            else
                Y(i,j)=sum;
            end
        else
            Y(i,j)=-C(i,j);
        end
    end
end
end
function
[irp,irb,Ia]=BuatArusRelay(Relpas,Nbus,Z0,Z1,Z2,Lc0,Lc1,Lc2,typfault,zf
,vs,Jml,Ibase)
x=Relpas(:,1);
ndat=length(x);
jarak=0.5;
irp=zeros(ndat,1);
irb=zeros(ndat,1);
for i=1:ndat
    Nf=round(Relpas(i,2));
    busfrom=Relpas(i,2);
    busto=Relpas(i,3);
    [Ic]=Gangguan(Nbus,Z0,Z1,Z2,Lc0,Lc1,Lc2,busfrom,busto,jarak,...
    typfault,zf,vs,Jml,Nf);
end

```

```

pdr=round(Relpas(i,2));
pke=round(Relpas(i,3));
icp=Ic(pdr,pke,1);
if Jml(pdr,pke)==1
    irp(i)=abs(icp);
elseif Jml(pdr,pke)==2
    irp(i)=0.5*abs(icp);
end
irp(i)=irp(i)*Ibase;
bdr=round(Relpas(i,5));
bke=round(Relpas(i,6));
icb=Ic(bdr,bke);
if Jml(bdr,bke)==1
    irb(i)=abs(icb);
elseif Jml(bdr,bke)==2
    irb(i)=0.5*abs(icb);
end
irb(i)=irb(i)*Ibase;
end
global Nrelay;
Ia=zeros(Nrelay,1);
for i=1:ndat
    norelay1=round(Relpas(i,4));
    norelay2=round(Relpas(i,7));
    if Ia(norelay1)==0
        Ia(norelay1)=irp(i);
    else
        if Ia(norelay1)>irp(i)
            Ia(norelay1)=irp(i);
        end
    end
    if Ia(norelay2)==0
        Ia(norelay2)=irb(i);
    else
        if Ia(norelay2)>irb(i)
            Ia(norelay2)=irb(i);
        end
    end
end
end
function [Z0,Lc0,Z1,Lc1,Z2,Lc2,Jml]=DecodeSaluran(Nbus,DataSal,Zbase)
x=DataSal(:,1);
ndat=length(x);
Jml=zeros(Nbus,Nbus);
Lc0=zeros(Nbus,Nbus);
Lc1=zeros(Nbus,Nbus);
Lc2=zeros(Nbus,Nbus);
for i=1:Nbus
    for j=1:Nbus
        Z0(i,j)=complex(0,0);
        Z1(i,j)=complex(0,0);
        Z2(i,j)=complex(0,0);
    end
end
for i=1:ndat
    from=round(DataSal(i,1));
    to=round(DataSal(i,2));
    Z0(from,to)=3*complex(DataSal(i,6),DataSal(i,7))/Zbase;
end

```

```

Z0(to,from)=Z0(from,to)/Zbase;
Lc0(from,to)=3*0.5*DataSal(i,8)/Zbase;
Lc0(to,from)=Lc0(from,to);
Z1(from,to)=complex(DataSal(i,6),DataSal(i,7))/Zbase;
Z1(to,from)=Z1(from,to)/Zbase;
Lc1(from,to)=0.5*DataSal(i,8)/Zbase;
Lc1(to,from)=Lc1(from,to);
Z2(from,to)=complex(DataSal(i,9),DataSal(i,10))/Zbase;
Z2(to,from)=Z2(from,to)/Zbase;
Lc2(from,to)=0.5*DataSal(i,11)/Zbase;
Lc2(to,from)=Lc2(from,to);
Jml(from,to)=round(DataSal(i,12));
Jml(to,from)=round(DataSal(i,12));
end
function
[Ic]=Gangguan(nbus,z0,z1,z2,lc0,lc1,lc2,busfrom,busto,jarak,...
    typfault,zf,vs,Jml,N)
Zpp=complex(0,0.015);
[Ya,mt]=Admitansi(nbus,z0,Zpp,Jml);
Z0=inv(Ya);
[Ya,mt]=Admitansi(nbus,z1,Zpp,Jml);
Z1=inv(Ya);
[Ya,mt]=Admitansi(nbus,z2,Zpp,Jml);
Z2=inv(Ya);
a=complex(-0.5,0.866);
a2=complex(-0.5,-0.866);
matA=[1 1 1;
    1 a2 a;
    1 a a2];
If(1)=complex(0,0);
If(2)=complex(0,0);
If(3)=complex(0,0);
if typfault==1 %gangguan tiga fasa seimbang
    If012(1)=complex(0,0);
    If012(2)=vs(N)/(Z1(N,N)+zf);
    If012(3)=complex(0,0);
elseif typfault==2 %gangguan satu fasa ke tanah
    If012(1)=vs(N)/(Z1(N,N)+Z2(N,N)+Z0(N,N)+3*zf);
    If012(2)=If012(1);
    If012(3)=If012(1);
elseif typfault==3 %gangguan fasa ke fasa
    If012(1)=complex(0,0);
    If012(2)=vs(N)/(Z1(N,N)+Z2(N,N)+zf);
    If012(3)=-If012(2);
elseif typfault==4 %gangguan dua fasa ke tanah
    If012(1)=vs(N)/(Z1(N,N)+Z2(N,N)*(Z0(N,N)+3*zf)/(Z2(N,N)+Z0(N,N)+3*zf));
    If012(2)=- (vs(N)-Z1(N,N)*If012(1))/Z2(N,N);
    If012(3)=- (vs(N)-Z1(N,N)*If012(1))/(Z0(N,N)+3*zf);
end
[Ic]=HitungTegFault(mt,If012,vs,Z0,Z1,Z2,z0,z1,z2,typfault,matA,N);

function
[znew,lcnew,jmlnew]=BuatJaringanBaru(nbus,z,lc,busfrom,busto,jarak,jml)
jmlnew=zeros(nbus+1,nbus+1);
for i=1:nbus
    for j=1:nbus

```

```

        znew(i,j)=complex(real(z(i,j)),imag(z(i,j)));
        lcnew(i,j)=complex(real(lc(i,j)),imag(lc(i,j)));
        jmlnew(i,j)=jml(i,j);
    end
end
for i=1:nbus
    if i==busfrom
        for j=1:nbus
            if j==busto
                r1=real(znew(i,j))*jarak;
                r2=real(znew(i,j))*(1-jarak);
                x1=imag(znew(i,j))*jarak;
                x2=imag(znew(i,j))*(1-jarak);
                lc1=lc(i,j)*jarak;
                lc2=lc(i,j)*(1-jarak);
                znew(i,j)=complex(0,0);
                znew(i,nbus+1)=complex(r1,x1);
                znew(j,nbus+1)=complex(r2,x2);
                znew(nbus+1,i)=znew(i,nbus+1);
                znew(nbus+1,j)=znew(j,nbus+1);
                lcnew(i,j)=0;
                lcnew(i,nbus+1)=lc1;
                lcnew(j,nbus+1)=lc2;
                lcnew(nbus+1,i)=lcnew(i,nbus+1);
                lcnew(nbus+1,j)=lcnew(j,nbus+1);
                jmlnew(i,j)=jml(i,j);
                jmlnew(i,nbus+1)=jml(i,j);
                jmlnew(j,nbus+1)=jml(i,j);
            end
        end
    end
end
end

function
[Ic]=HitungTegFault(mt,If012,vs,Z0,Z1,Z2,z0,z1,z2,typfault,a,Nf)
x=mt(:,1);
N=length(x);
for i=1:N
    if typfault==1 %gangguan tiga fasa seimbang
        V(i,1)=complex(0,0);
        V(i,2)=vs(i)-Z1(i,Nf)*If012(2);
        V(i,3)=complex(0,0);
    elseif typfault==2 %gangguan satu fasa ke tanah
        V(i,1)=0-Z0(i,Nf)*If012(1);
        V(i,2)=vs(i)-Z1(i,Nf)*If012(2);
        V(i,3)=0-Z2(i,Nf)*If012(3);
    elseif typfault==3 %gangguan fasa ke fasa
        V(i,1)=complex(0,0);
        V(i,2)=vs(i)-Z1(i,Nf)*If012(2);
        V(i,3)=0-Z2(i,Nf)*If012(3);
    elseif typfault==4 %gangguan dua fasa ke tanah
        V(i,1)=0-Z0(i,Nf)*If012(1);
        V(i,2)=vs(i)-Z1(i,Nf)*If012(2);
        V(i,3)=0-Z2(i,Nf)*If012(3);
    end
end
end
for i=1:N

```



```

for j=1:N
    if mt(i,j)==1
        if typfault==1 %gangguan tiga fasa seimbang
            Ib(1)=complex(0,0);
            Ib(2)=(V(i,2)-V(j,2))/z1(i,j);
            Ib(3)=complex(0,0);
        elseif typfault==2 %gangguan satu fasa ke tanah
            Ib(1)=(V(i,1)-V(j,1))/z0(i,j);
            Ib(2)=(V(i,2)-V(j,2))/z1(i,j);
            Ib(3)=(V(i,3)-V(j,3))/z2(i,j);
        elseif typfault==3 %gangguan fasa ke fasa
            Ib(1)=complex(0,0);
            Ib(2)=(V(i,2)-V(j,2))/z1(i,j);
            Ib(3)=(V(i,3)-V(j,3))/z2(i,j);
        elseif typfault==4 %gangguan dua fasa ke tanah
            Ib(1)=(V(i,1)-V(j,1))/z0(i,j);
            Ib(2)=(V(i,2)-V(j,2))/z1(i,j);
            Ib(3)=(V(i,3)-V(j,3))/z2(i,j);
        end
        Itmp=a*Ib';
        Ic(i,j,1)=Itmp(1);
        Ic(i,j,2)=Itmp(2);
        Ic(i,j,3)=Itmp(3);
    end
end
end
function [f]=Objfunc(chrom)
global Nrelay;
TMS=zeros(Nrelay,1);
Ip=zeros(Nrelay,1);
global TMSmin TMSmax;
TMSmin=0.25;TMSmax=1;
global IpmIn Ipmax;
IpmIn=3.0;Ipmax=6.0;
for i=1:Nrelay
    TMSmin<TMS<TMSmax;
    TMS(i)=chrom(i);
    IpmIn<Ip<Ipmax;
    Ip(i)=chrom(Nrelay+i);
end
T=zeros(Nrelay,1);
for i=1:Nrelay
    T(i)=TimeRelay(TMS(i),Ip(i));
end
sum=0;
for i=1:Nrelay
    sum=sum+T(i);
end
f=sum;
function [f,TDSrts,Iprts]=ObjfuncAkhir(chrom)
global Nrelay;
TDSrts=zeros(Nrelay,1);
Iprts=zeros(Nrelay,1);
global TMSmin TMSmax;
TMSmin=0.25;TMSmax=1;
global IpmIn Ipmax;
IpmIn=3.0;Ipmax=6.0;

```

```

for u=1:Nrelay
    TDSrts(u)=chrom(u);
    Iprts(u)=chrom(Nrelay+u);
end
T=zeros(Nrelay,1);
for u=1:Nrelay
    T(u)=TimeRelay(TDSrts(u),Iprts(u));
end
%hitung constraint-----
global Relpas CTI pinT;
x=Relpas(:,1);
Npas=length(x);
c=zeros(Npas,1);
conT=0;
for i=1:Npas
    pri=round(Relpas(i,4));
    bac=round(Relpas(i,7));
    dt=T(pri)+CTI;
    if T(bac)<dt
        dTpb=dt-T(bac);
        conT=conT+dTpb;
    end
end
%-----
f=0;
for i=1:Nrelay
    f=sum(T(pri));
end
f=f;
function [f,TMS,Ip]=ObjfuncNew(chrom)
global Nrelay;
TMS=zeros(Nrelay,1);
Ip=zeros(Nrelay,1);
for i=1:Nrelay
    TMS(i)=chrom(i);
    Ip(i)=chrom(i+Nrelay);
end
T=zeros(Nrelay,1);
for i=1:Nrelay
    T(i)=TimeRelay(TMS(i),Ip(i));
end
%hitung constraint-----
global Relpas CTI pinT;
x=Relpas(:,1);
Npas=length(x);
c=zeros(Npas,1);
conT=0;
for i=1:Npas
    pri=round(Relpas(i,4));
    bac=round(Relpas(i,7));
    dt=T(pri)+CTI;
    if T(bac)<dt
        dTpb=dt-T(bac);
        conT=conT+dTpb;
    end
end
%-----

```

```

for u=1:Nrelay
    TDSrts(u)=chrom(u);
    Iprts(u)=chrom(Nrelay+u);
end
T=zeros(Nrelay,1);
for u=1:Nrelay
    T(u)=TimeRelay(TDSrts(u),Iprts(u));
end
%hitung constraint-----
global Relpas CTI pinT;
x=Relpas(:,1);
Npas=length(x);
c=zeros(Npas,1);
conT=0;
for i=1:Npas
    pri=round(Relpas(i,4));
    bac=round(Relpas(i,7));
    dt=T(pri)+CTI;
    if T(bac)<dt
        dTpb=dt-T(bac);
        conT=conT+dTpb;
    end
end
%-----
f=0;
for i=1:Nrelay
    f=sum(T(pri));
end
f=f;
function [f,TMS,Ip]=ObjfuncNew(chrom)
global Nrelay;
TMS=zeros(Nrelay,1);
Ip=zeros(Nrelay,1);
for i=1:Nrelay
    TMS(i)=chrom(i);
    Ip(i)=chrom(i+Nrelay);
end
T=zeros(Nrelay,1);
for i=1:Nrelay
    T(i)=TimeRelay(TMS(i),Ip(i));
end
%hitung constraint-----
global Relpas CTI pinT;
x=Relpas(:,1);
Npas=length(x);
c=zeros(Npas,1);
conT=0;
for i=1:Npas
    pri=round(Relpas(i,4));
    bac=round(Relpas(i,7));
    dt=T(pri)+CTI;
    if T(bac)<dt
        dTpb=dt-T(bac);
        conT=conT+dTpb;
    end
end
%-----

```

```

f=0;
for i=1:Nrelay
    f=sum(T(pri));
end
f=f+pinT*conT;
function [f]=ObjfuncT(chrom)
global Nrelay ;
TMS=zeros(Nrelay,1);
Ip=zeros(Nrelay,1);
for i=1:Nrelay
    TMS(i)=chrom(i);
    Ip(i)=chrom(i+Nrelay);
end
T=zeros(Nrelay,1);
for i=1:Nrelay
    T(i)=TimeRelay(TMS(i),Ip(i));
end
%hitung constraint-----
global Relpas CTI pinT;
x=Relpas(:,1);
Npas=length(x);
c=zeros(Npas,1);
conT=0;
for i=1:Npas
    pri=round(Relpas(i,4));
    bac=round(Relpas(i,7));
    dt=T(pri)+CTI;
    if T(bac)<dt
        dTpb=dt-T(bac);
        conT=conT+dTpb;
    end
end
end
%-----
f=0;
for i=1:Nrelay
    f=f+T(i);
end
f=f+pinT*conT;
%data opt
function [I,CTR]=dataopt(Opr)
% Rele CTR PS      Inom Ip      If3fasa
Opr=[...
    1   80   6      745 480      8424.687;
    2   80   6      745 480      4146.037;
    3   60   6      745 480      4545.778;
    4   80   6      745 480      4545.778;
    5   40   5      300 200      4545.778;
    6   80   6      745 480      8424.687;
    7   60   6      745 480      4429.753;
    8   80   6      745 480      4429.753;
    9   80   6      745 480      4146.037;
    10  80   6      300 480      4545.778;
    11  80   6      300 480      4545.778;
    12  40   5      300 200      4545.778;
    13  80   6      440 480      5805.466;
    14  80   4.65    300 372      5805.466;
    15  80   4.6     277 368      2856.002;

```

```

16 80 5      300 400      6021.091;
17 80 5      300 400      6168.495;
18 80 5      300 400      4688.823;
19 80 6      440 480      8424.687;
20 80 5      300 400      6021.091;
21 80 6      440 480      8424.687;
22 80 6      440 480      5805.466;
23 80 4.65   300 372      5805.466;
24 160 1.8   440 300      5435.827;
25 160 1.8   440 300      7181.504;
26 160 1.8   440 300      5435.827;
27 160 1.8   440 300      7181.504;
28 80 4.65   300 372      2856.002;
29 80 4.6    277 368      7181.504;
30 80 4.65   300 372      2856.002;
31 80 4.6    277 368      2856.002;
32 80 4.6    277 368      7181.504;
33 80 5      300 400      4688.823;];

```

```

%-----

```

```

n=Opr(:,1);
opt=length(n);
for u=1:opt
CTR=zeros(opt,1);
I=zeros(opt,1);
CTR(u)=Opr(u,2);
I(u)=Opr(u,6);
end
%Program Gangguan

```

```

clc
mulai=cputime;

```

```

%Data Saluran

```

```

%-----

```

```

%from to R0      X0      Lc0      R1      X1      Lc1      R2      X2
Lc2 Jml Sal

```

```

%-----

```

```

DataSal=[...
2 1 6.1525 0.1947 0.0000 0.0070 0.1073 0.0000 0.0062 0.1073
0.0000 1;
5 1 6.1525 0.1947 0.0000 0.0070 0.1073 0.0000 0.0062 0.1073
0.0000 1;
6 1 6.1525 0.1947 0.0000 0.0070 0.1073 0.0000 0.0062 0.1073
0.0000 2;
3 2 6.1517 0.1948 0.0000 0.0339 0.1963 0.0000 0.0312 0.1970
0.0000 1;
4 2 6.2213 0.3342 0.0000 0.0843 0.2428 0.0000 0.0816 0.2434
0.0000 2;
5 3 6.1576 0.2152 0.0000 0.0368 0.2011 0.0000 0.0342 0.2017
0.0000 1;
7 6 6.1953 0.3301 0.0000 0.0324 0.1524 0.0000 0.0315 0.1524
0.0000 2;
7 8 12.4742 0.5879 0.0000 0.1627 0.2716 0.0000 0.1625 0.2715
0.0000 1;

```

```

7 9 1.7205 0.2723 0.0000 0.0696 0.1285 0.0000 0.0686 0.1296
0.0000 1;
7 10 1.9076 0.5807 0.0000 0.0737 0.1781 0.0000 0.0722 0.1784
0.0000 2;
9 8 1.8582 0.4824 0.0000 0.0381 0.1452 0.0000 0.0372 0.1456
0.0000 1;
11 10 12.2916 0.2665 0.0000 0.0264 0.1645 0.0000 0.0262 0.1644
0.0000 2;];

```

```

%-----

```

```

%
global Relpas;

```

```

%-----
%
CASE PRIMARY BACKUP
%
no from to prim from to backup
%-----

```

```

Relpas=[...
1 1 2 4 1 2 6;
2 1 5 9 1 5 1;
3 1 6 22 1 6 21;
4 1 6 19 1 6 13;
5 2 3 3 2 3 7;
6 2 4 5 2 4 12;
7 2 4 11 2 4 10;
8 5 3 2 5 3 8;
9 6 7 23 6 7 28;
10 6 7 14 6 7 30;
11 10 7 15 10 7 29;
12 10 7 31 10 7 32;
13 8 7 33 8 7 16;
14 8 7 20 8 7 18;
15 8 9 16 8 9 17;
16 10 11 26 10 11 25;
17 10 11 24 10 11 27;];

```

```

%-----

```

```

%=====
% Rele CTR PS Inom Ip TMS If3fasa
Nrele=[...
1 80 6 745 480 0.39 8424.687;
2 80 6 745 480 15 4146.037;
3 60 6 745 480 0.37 4545.778;
4 80 6 745 480 0.43 4545.778;
5 40 5 300 200 0.25 4545.778;
6 80 6 745 480 0.39 8424.687;
7 60 6 745 480 0.43 4429.753;
8 80 6 745 480 0.37 4429.753;
9 80 6 745 480 15 4146.037;
10 80 6 300 480 0.35 4545.778;
11 80 6 300 480 0.25 4545.778;
12 40 5 300 200 0.43 4545.778;
13 80 6 440 480 0.38 5805.466;
14 80 4.65 300 372 0.37 5805.466;
15 80 4.6 277 368 0.38 2856.002;
16 80 5 300 400 0.24 6021.091;
17 80 5 300 400 0.24 6168.495;
18 80 5 300 400 0.24 4688.823;
19 80 6 440 480 0.37 8424.687;

```

20	80	5	300	400	0.23	6021.091;
21	80	6	440	480	0.37	8424.687;
22	80	6	440	480	0.38	5805.466;
23	80	4.65	300	372	0.37	5805.466;
24	160	1.8	440	300	0.24	5435.827;
25	160	1.8	440	300	0.24	7181.504;
26	160	1.8	440	300	0.34	5435.827;
27	160	1.8	440	300	0.34	7181.504;
28	80	4.65	300	372	0.38	2856.002;
29	80	4.6	277	368	0.45	7181.504;
30	80	4.65	300	372	0.38	2856.002;
31	80	4.6	277	368	0.38	2856.002;
32	80	4.6	277	368	0.43	7181.504;
33	80	5	300	400	0.38	4688.823;];

-----  
 %  
 -----

% Rele CTR PS Inom Ip If3fasa  
 Opr=[...

1	80	6	745	480	8424.687;
2	80	6	745	480	4146.037;
3	60	6	745	480	4545.778;
4	80	6	745	480	4545.778;
5	40	5	300	200	4545.778;
6	80	6	745	480	8424.687;
7	60	6	745	480	4429.753;
8	80	6	745	480	4429.753;
9	80	6	745	480	4146.037;
10	80	6	300	480	4545.778;
11	80	6	300	480	4545.778;
12	40	5	300	200	4545.778;
13	80	6	440	480	5805.466;
14	80	4.65	300	372	5805.466;
15	80	4.6	277	368	2856.002;
16	80	5	300	400	6021.091;
17	80	5	300	400	6168.495;
18	80	5	300	400	4688.823;
19	80	6	440	480	8424.687;
20	80	5	300	400	6021.091;
21	80	6	440	480	8424.687;
22	80	6	440	480	5805.466;
23	80	4.65	300	372	5805.466;
24	160	1.8	440	300	5435.827;
25	160	1.8	440	300	7181.504;
26	160	1.8	440	300	5435.827;
27	160	1.8	440	300	7181.504;
28	80	4.65	300	372	2856.002;
29	80	4.6	277	368	7181.504;
30	80	4.65	300	372	2856.002;
31	80	4.6	277	368	2856.002;
32	80	4.6	277	368	7181.504;
33	80	5	300	400	4688.823;];

-----  
 %  
 -----

Vbase=70;  
 KonstV=1000;  
 Pbase=100;  
 KonstP=1000000;  
 Zbase=(Vbase\*KonstV)^2/(Pbase\*KonstP);

```

Ibase=( (Vbase*KonstV)/sqrt(3))/Zbase;
Nbus=11;
[Z0,Lc0,Z1,Lc1,Z2,Lc2,Jml]=DecodeSaluran(Nbus,DataSal,Zbase);
jarak=0.5;
typfault=2;
Nf=5;
zf=0.1;
global Nrelay;
Nrelay=33;
for i=1:Nbus+1
    vs(i)=complex(1,0);
end
global irp irb Ia;
[irp,irb,Ia]=BuatArusRelay(Relpas,Nbus,Z0,Z1,Z2,Lc0,Lc1,Lc2,typfault,zf
,vs,Jml,Ibase);
I(i)=Nrele(i,7);
global K1 K2 K3;
K1=0.14;
K2=0.02;
K3=-1.0;
TMS=0.6;
ctr=80;
Ip=1;
I=0;
n=Nrele(:,1);
Jrel=length(n);
disp('=====');
disp('PEMROGRAMAN SETTING WAKTU OCR MENGGUNAKAN METODE RTS');
disp('=====');
disp(['-----']);
disp(['|||||']);
disp('                SETELAN OCR AWAL                ');
disp(['-----']);
disp([' Relay      TDS      Ip      Tawal  ']);
disp([' Number      ']);
disp(['=====']);

for b=1:Jrel
    Ipawal=zeros(Jrel,1);
    tmsawal=zeros(Jrel,1);
    CTR(b)=Nrele(b,2);
    Il(b)=Nrele(b,7);
    Ipawal(b)=Nrele(b,3);
    tmsawal(b)=Nrele(b,6);
    Ta(b)=(0.14*tmsawal(b))/(((Il(b)/(Ipawal(b)*CTR(b)))^0.02)-1);
    Tawal=abs(Ta');
    Tset=[b abs(tmsawal(b)) abs(Ipawal(b)) Tawal(b)];
    fprintf('%3.0f  %8.4f  %8.4f %10f  \n ',Tset);
end
disp(['-----']);

H=sum(Tawal,'double');
disp(['T obj function Operasi Awal = ' num2str(H) ' detik']);
disp(['-----']);
%=====
T=(K1*TMS)/(((I/Ip*ctr)^K2)+K3);

```



```

for i=1:Nrelay
end
global CTI;
CTI=0.3;
global pinT;
pinT=0.1e-6;
MaxFunEvals=1e-4;
TolFun=1e-6;
TolX=1e-6;
for i=1:Nrele
    tmsx=Nrele(i,6);
    ipx=Nrele(i,3);
end
TMSub=zeros(Nrelay,1);
TMSlb=zeros(Nrelay,1);
Ipub=zeros(Nrelay,1);
Iplb=zeros(Nrelay,1);
TMSx=zeros(Nrelay,1);
Ipx=zeros(Nrelay,1);
for i=1:Nrelay
    Ipub(i)=6.0;
    Iplb(i)=1.0;
    TMSub(i)=0.4;
    TMSlb(i)=0.25;
    mx(i)=ipx;%Nrele(i,3);
    ax(i)=tmsx;%Nrele(i,6);
end
%ub=zeros(Nrelay,1);
%lb=zeros(Nrelay,1);
%x1=zeros(Nrelay,1);
for i=1:Nrelay
    %ub(i)=TMSub(i);
    %ub(i+Nrelay)=Ipub(i);
    %lb(i)=TMSlb(i);
    %lb(i+Nrelay)=Iplb(i);
    x1(i)=ax(i);
    x1(i+Nrelay)=mx(i);
end
%-----
options = optimset('LargeScale','off');
[x,fval,exiflag,output]=fminunc(@ObjfuncT,x1,options);
%-----
%disp(x);
%-----
%Parameter RTS
%-----
iterasi=25;
popsize=32;
len=Nrelay*2;
tol=4e-5;
global TMSmin TMSmax;
TMSmin=0.25;TMSmax=1;
global Ipmin Ipmax;
Ipmin=3.0;Ipmax=6.0;
[X]=RTSTMS(iterasi,popsize,len,tol,x);
[f,TDSrts,Iprts]=ObjfuncAakhir(X);
%disp(x);

```

```

disp(['-----']);
disp(' Optimal Value RANDOM SEARCH TECHNIQUE ');
disp(['-----']);
disp([' Relay      TDS      Ip      Tocr      ']);
disp([' Number      ']);
disp(['-----']);
n=Opr(:,1);
opt=length(n);
for u=1:opt
CTR=zeros(opt,1);
I2=zeros(opt,1);
CTR(u)=Opr(u,2);
I2(u)=Opr(u,6);
Tocr(u)=(0.14*TDSrts(u)/(((I2(u)/(Iprts(u)*CTR(u)))^0.02)-1);
S=[u abs(TDSrts(u)) abs(Iprts(u)) abs(Tocr(u))];
fprintf(' %3.0f %8.4f %8.4f %10f \n ',S);
end
%-----
disp(['-----']);
J=sum(abs(Tocr),'double');
disp(['T Objective Function = ' num2str(J) ' detik']);
disp(['-----']);

selesai=cputime;
selang=selesai-mulai;
disp(['Waktu Hitung = ' num2str(selang) ' detik']);
function [x]=RTS(iterasi,popsize,len1,tol,x)
[Parent]=GetRandomSolution(popsize,len1,x);
for i=1:iterasi
L=CariBestSolution(popsize,Parent,len);
M=CariWorstSolution(popsize,Parent,len);
Mfit=M.fitness;
Lfit=L.fitness;
if abs((abs(Mfit)-abs(Lfit))/abs(Lfit))<tol
[x]=GetBestChrom(M,len);
end
[R1]=GetIndividu(M,len1);
[R2]=ChooseIndividuRandom(Parent,popsize,len1);
[R3]=ChooseIndividuRandom(Parent,popsize,len1);
[P]=QuadraticCurvePassing(R1,R2,R3,len1);
if P.fitness<M.fitness
M=GetIndividu(P,len1);
end
if abs((P.fitness-Lfit)/Lfit)<tol
[x]=GetBestChrom(M,len1);
end
[Parent]=ReplaceBestSolution(P,Parent,popsize,len1);
end
[x]=GetBestChrom(M,len1);
%-----
%lphase-----
function [Pop]=GetRandomSolution(popsize,len1,x)
for i=1:popsize
if i==1
Pop(i)=GetInitIndividu(len1,x);
else
Pop(i)=GetRandomIndividu(len1);

```

```

    end
end
function [Indi]=GetInitIndividu(len1,x)
global TMSmin TMSmax;
TMSmin=0.23;TMSmax=15;
global Ipmin Ipmax;
Ipmin=1.8;Ipmax=6;
Indi.chrom=zeros(len1,1);
for i=1:len1
    Indi.chrom(i)=x(i);
end
%cari objective function
Indi.fitness=Objfunc(Indi.chrom);

function [Indi]=GetRandomIndividu(len1)
global TMSmin TMSmax;
TMSmin=0.23;TMSmax=15;
global Ipmin Ipmax;
Ipmin=1.8;Ipmax=6;
Indi.chrom=zeros(len1,1);
%len1=round(len1/2);
%for i=len1+1:len
    %Indi.chrom(i)=GetRandomValue(Ipmin,Ipmax);
%end
for i=1:len1
    Indi.chrom(i)=GetRandomValue(Ipmin,Ipmax);
end
%cari objective function
Indi.fitness=Objfunc(Indi.chrom);

function [val]=GetRandomValue(valmin,valmax)
%-----
val=valmin+rand*(valmax-valmin);
for val=rand*(valmax-valmin)
    if valmin<val<valmax
        val=valmin+rand*(val);
    end
end
%-----
val=valmin+rand*(val);
function [indi]=GetIndividu(Indi1,len1)
indi.chrom=zeros(len1,1);
for i=1:len1
    indi.chrom(i)=Indi1.chrom(i);
end
indi.fitness=Indi1.fitness;

function [indiBest]=CariBestSolution(popsize,Pop,len1)
no=1;
minval=Pop(no).fitness;
for i=1:popsize
    if minval>Pop(i).fitness
        no=i;
    end
end
indiBest=GetIndividu(Pop(i),len1);

```

```

function [indiBest]=CariWorstSolution(popsiz,Pop,len1)
no=1;
minval=Pop(no).fitness;
for i=1:popsiz
    if minval<Pop(i).fitness
        no=i;
    end
end
indiBest=GetIndividu(Pop(i),len1);

function [indi]=ChooseIndividuRandom(Pop,popsiz,len1)
no=round(1+rand*(popsiz-1));
indi=GetIndividu(Pop(no),len1);
%phase2-----
----
function [P]=QuadraticCurvePassing(R1,R2,R3,len1)
P.chrom=zeros(len1,1);
R1fit=R1.fitness;
R2fit=R2.fitness;
R3fit=R3.fitness;
for i=1:len1
    P.chrom(i)=0.5*((R2.chrom(i)^2-
R3.chrom(i)^2)*R1fit+(R3.chrom(i)^2-...
    R1.chrom(i)^2)*R2fit+(R1.chrom(i)^2-R3.chrom(i)^2*R3fit))/...
    ((R2.chrom(i)-R3.chrom(i))*R1fit+(R3.chrom(i)-
R1.chrom(i))*R2fit+...
    (R1.chrom(i)-R3.chrom(i))*R3fit));
end
%hitung objective function
P.fitness=Objfunc(P.chrom);

function [Pop]=ReplaceBestSolution(P,Pop,popsiz,len1)
no=1;
minval=Pop(1).fitness;
for i=2:popsiz
    if minval>Pop(i).fitness
        no=i;
    end
end
if P.fitness<Pop(no).fitness
    Pop(no)=GetIndividu(P,len);
end

function [chrom]=GetBestChrom(indiBest,len1)
chrom=zeros(len1,1);
for i=1:len1
    chrom(i)=indiBest.chrom(i);
    %if chrom(i)<15
        %i=2;
        %chrom(i)=15-chrom(i);
%for i=1:len1
    %i=9;
    %if chrom(i)<15
        %chrom(i)=15-chrom(i);
    %end

```

```

        %end
    %end
end

function [X]=RTS(iterasi,popsize,len,tol,x)
iterasi=100;
popsize=50;
tol=0.0004;
global TMSmin TMSmax;
TMSmin=0.25;TMSmax=0.4;
global Ipmin Ipmax;
Ipmin=3.0;Ipmax=6.0;
[Parent]=GetRandomSolution(popsize,len,x);
for i=1:iterasi
    M=CariBestSolution(popsize,Parent,len);
    L=CariWorstSolution(popsize,Parent,len);
    Mfit=M.fitness;
    Lfit=L.fitness;
    if abs((abs(Mfit)-abs(Lfit))/abs(Lfit))<tol
        break;
    end
    [R1]=GetIndividu(M,len);
    [R2]=ChooseIndividuRandom(Parent,popsize,len);
    [R3]=ChooseIndividuRandom(Parent,popsize,len);
    [P]=QuadraticCurvePassing(R1,R2,R3,len);

    if P.fitness<M.fitness
        M=GetIndividu(P,len);
    end
    [Parent]=ReplaceBestSolution(P,Parent,popsize,len);
end
[X]=GetBestChrom(L,len);
%disp(x);

function [Pop]=GetRandomSolution(popsize,len,x)
for i=1:popsize
    if i==0
        Pop(i)=GetInitIndividu(len,x);
    else
        Pop(i)=GetRandomIndividu(len);
    end
end

function [Indi]=GetInitIndividu(len,x)
global TMSmin TMSmax Ipmin Ipmax;
Indi.chrom=zeros(len,1);
for i=1:len
    Indi.chrom(i)=x(i);
end
%cari objective function
Indi.fitness=Objfunc(Indi.chrom);

function [Indi]=GetRandomIndividu(len)
global TMSmin TMSmax Ipmin Ipmax;
Indi.chrom=zeros(len,1);
len1=round(len/2);
for i=1:len1

```

```

    Indi.chrom(i)=GetRandomValue(TMSmin,TMSmax);
end
for i=len1+1:len
    Indi.chrom(i)=GetRandomValue(Ipmin,Ipmax);
end
%cari objective function
Indi.fitness=Objfunc(Indi.chrom);

function [val]=GetRandomValue(valmin,valmax)
val=valmin+rand*(valmax-valmin);

function [indi]=GetIndividu(Indi1,len)
indi.chrom=zeros(len,1);
for i=1:len
    indi.chrom(i)=Indi1.chrom(i);
end
indi.fitness=Objfunc(indi.chrom);
indi.fitness=Indi1.fitness;

function [indiBest]=CariBestSolution(popsize,Pop,len)
no=1;
minval=Pop(1).fitness;
for i=2:popsize
    if minval<Pop(i).fitness
        minval=Pop(i).fitness;
        no=i;
    end
end
indiBest=GetIndividu(Pop(no),len);

function [indiBest]=CariWorstSolution(popsize,Pop,len)
no=1;
minval=Pop(1).fitness;
for i=2:popsize
    if minval>Pop(i).fitness
        minval=Pop(i).fitness;
        no=i;
    end
end
indiBest=GetIndividu(Pop(no),len);

function [indi]=ChooseIndividuRandom(Pop,popsize,len)
no=round(1+rand*(popsize-1));
indi=GetIndividu(Pop(no),len);

function [P]=QuadraticCurvePassing(R1,R2,R3,len)
P.chrom=zeros(len,1);
R1fit=R1.fitness;
R2fit=R2.fitness;
R3fit=R3.fitness;
for i=1:len
    P.chrom(i)=0.5*((R2.chrom(i)^2-
R3.chrom(i)^2)*R1fit+(R3.chrom(i)^2-...
    R1.chrom(i)^2)*R2fit+(R1.chrom(i)^2-R3.chrom(i)^2*R3fit))/...
    ((R2.chrom(i)-R3.chrom(i))*R1fit+(R3.chrom(i)-
R1.chrom(i))*R2fit+...

```

```

        (R1.chrom(i)-R3.chrom(i)*R3fit));
end
%hitung objective function
P.fitness=Objfunc(P.chrom);

function [Pop]=ReplaceBestSolution(P,Pop,popsize,len)
no=1;
minval=Pop(1).fitness;
for i=2:popsize
    if minval<Pop(i).fitness
        minval=Pop(i).fitness;
        no=i;
    end
end
if P.fitness<Pop(no).fitness
    Pop(no)=GetIndividu(P,len);
end

function [chrom]=GetBestChrom(indiBest,len)
chrom=zeros(len,1);
for i=1:len
    chrom(i)=indiBest.chrom(i);
    if chrom(i)<15
        i=2;
        chrom(i)=15-chrom(i);
        for i=9:len
            chrom(9)=chrom(2);
        end
    end
end

end
function [T]=TimeRelay(TMS,Ip,I)
global K1 K2 K3;
K1=0.14;
K2=0.02;
K3=-1.0;
ctr=80;
TMS=0.6;
Ip=1;
I=0;
T=(K1*TMS)/(((I/(Ip*ctr))^K2)+K3);

```